СТАТУС НЕФТЯНЫХ ПЛАТФОРМ

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ

МОРСКИЕ НЕДРА РОССИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU OFFSHORE

ISSN 2410-3837

11 [107] 2020

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА В УСЛОВИЯХ ШОКОВ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЫНКОВ

Входит в перечень ВАК

ЯМАЛ
Сердце нефтегазовой отрасли России

При поддержке правительства ЯНАО и Минэнерго России

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России

Медиапроект приурочен к 90-летнему юбилею ЯНАО – крупнейшего нефтегазодобывающего региона нашей страны

Интересный и познавательный контент о добычи нефти и газа в регионе для широкой аудитории

Интерактивный информационный ресурс, который будет пополняться на протяжении всего юбилейного года

Интерактивная карта

Основные месторождения углеводородов, компании ТЭК, крупнейшие предприятия, объекты транспортировки и другие элементы нефтегазового комплекса региона

Статьи и интервью

Редакционные статьи и новости региона, актуальные интервью с представителями власти и руководителями крупнейших отраслевых компаний, работающих на Ямале

Компании

Материалы компаний, которые вносят существенный вклад в развитие нефтегазовой промышленности региона

Экспертные комментарии

Инвестиционные проекты ЯНАО

Объекты малых народов Севера

Медиапроект находится в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru

Морские нефтяные платформы: статус и юрисдикция

14

Освоение шельфа в условиях шоков мировых нефтегазовых рынков

28

СОДЕРЖАНИЕ

Морские недра России: состояние изученности ресурсной базы

36

Особенности налогообложения шельфовых проектов в Арктике

50

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Смена фаворита. На что сделает ставку правительство в 2021 году 6

Маршруты российского газа: что успеют до конца 2020 года? 8

События 10

Первой строчкой 12

ПРАВО

Морские нефтяные платформы: статус и юрисдикция 14

НЕФТЕСЕРВИС

Легендарный генератор 24

РЫНОК

Освоение шельфа в условиях шоков мировых нефтегазовых рынков 28

ЮБИЛЕЙ

«Трест Коксохиммонтаж»: 90 лет в строительной отрасли 32

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Морские недра России: состояние изученности ресурсной базы 36

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Регулируемое горение. Газовый анализ с применением настраиваемого диодного лазерного анализатора для управления горением в нагревателях 42

Арктическое пространство России и четвертая промышленная революция

54

Альтернативная энергетика для Арктики

62

Безопасное энергообеспечение в Арктике

68

Ледовые условия восточного шельфа

78

АРКТИКА

Особенности налогообложения шельфовых проектов в Арктике 50

Арктическое пространство России и четвертая промышленная революция 54

Альтернативная энергетика для Арктики 62

Безопасное энергообеспечение в Арктике 68

Ледовые условия восточного шельфа 78

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Роль государства в развитии нефтегазового комплекса Норвегии 84

Календарь событий 89

ОБОРУДОВАНИЕ

Комплексная подготовка топлива для газовых турбин на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная» 90

КАДРЫ

Перспективы развития кадрового потенциала Российской Арктики 96

Хронограф 101

ДОБЫЧА

Энергосберегающие технологии для эксплуатации месторождений 102

Россия в заголовках 107

Классификатор 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

2600 лет назад

В 6 веке до н.э. жители Керченского полуострова добывали нефть выкапывая ямы, залегающая близко к поверхности земли нефть быстро просачивалась и заполняла углубление. В ямы с нефтью опускали куски войлока, а затем отжимали нефть в сосуды.

2400 лет назад

В 4 веке до н.э. Александр Македонский, желая убедиться в горючих свойствах нефти, велел обмазать ею мальчика раба и поднести к нему огонь. Спустя два века Плутарх, описывая этот случай, утверждал, что горящего раба потушили водой.

2270 лет назад

В 250 году до н.э. китайский инженер-строитель Ли Бин изобрел ударно-канатный способ бурения нефтяных скважин. Скважины достигали 1000 м в глубину, но бурили их годами.

2100 лет назад

В 1 веке до н.э. римский ученый Плиний старший отмечал, что битумом лечат раны, зубную боль и кашель. 200 лет спустя европейцы пытались лечить туберкулез «Мазью святого Квирина», изготовленной на основе нефти, добываемой в Тегернском озере в Баварии.

1020 лет назад

В 10 веке арабский географ Масуди писал, что в Баку есть два источника нефти. Из одного добывают черную и синюю нефть, из другого – белую и желтую.

941 год назад

В 1079 году Тмутараканский князь Олег был захвачен хазарами, но через два года его вернули в родной город, чтобы он продолжал поставлять нефть, используемую в военных целях.

520 лет назад

В 15 веке индейцы племени Сенека использовали нефть в качестве ингредиента краски для тела, а битум – для крепления наконечника стрелы к древку.

370 лет назад

В 1650 году создан Сибирский Приказ для управления Сибирью, на территории которой в районе озера Байкал добывали нефть. В одной из таможенных книг есть запись о доставке байкальской нефти в Москву: «и помимо всякой рухляди привез полфунта нефти».

334 года назад

В 1686 году «гранатному мастеру» Г. Прокофиеву было поручено устроить «огнестрельные потешные стрельбы» – фейерверк, в качестве основного компонента которого использовалась нефть.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Алексей Михайлович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

Сальгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Олег Китаев
Руслан Елецкий
Екатерина Мордасова

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

TERRA VC

TerraVC - инвестиционная компания с более чем 20-летним опытом работы в цифровой и энергетической промышленности, работающая в Северной Америке, на Ближнем Востоке, в России/СНГ

$80 МЛН
под управлением

40+
институциональных и корпоративных LPs, основателей технологических компаний

30+
успешных выходов

20+
портфельных компаний с фокусом на энергетике (главным образом O&G tech), робототехнике, IoT и передовом программном обеспечении

ПОРТФЕЛЬНЫЕ КОМПАНИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ML ONE
Многоствольное заканчивание скважин
ml-1.com

PERFOBUR®
Технология радиального бурения скважин
perfobur.com

TOTA
Цифровая платформа для управления резервуаром и оптимизации добычи
tota.systems

LEX SUBMERSIBLE PUMPS
Сверхскоростные ESPs
lexsp.com

aidriller™
Цифровая платформа для оптимизации и автоматизации бурения
aidriller.com

GEONAFT zyfra group
Интеллектуальное программное обеспечение для оптимизации бурения в реальном времени
geonaft.ai

Axel
Усовершенствованная технология обработки и передачи телеметрических данных
axelmwd.com

РЕКЛАМА

Компании увеличили девиденды, а не налоговые отчисления

Минэнерго подготовило меры поддержки для перерабатывающих предприятий

СМЕНА ФАВОРИТА. НА ЧТО СДЕЛАЕТ СТАВКУ ПРАВИТЕЛЬСТВО В 2021 ГОДУ

Анна Павлихина

В октябре Президент РФ В. Путин подписал закон, согласно которому с 1 января 2021 г. будет отменена льгота по экспортной пошлине для нефти с особыми характеристиками. С учетом этого бюджет в следующем году получит дополнительно 37,4 млрд руб., в 2022 г. – 24,6 млрд руб., в 2023 г. – 11,5 млрд руб. Месяцем ранее правительство одобрило законопроект по отмене ряда льгот, касающихся налога на добычу полезных ископаемых на зрелых месторождений и сверхвязкой нефти. В результате в 2021 г. Минфин ожидает дополнительные 290 млрд руб. Крупные компании, в чьих активах существенную долю составляют месторождения с такой нефтью (Роснефть, Сургутнефтегаз, ЛУКОЙЛ и Татнефть) пожаловались В. Путину на предстоящие убытки. В результате законопроект подштриховали, но суть осталась.

В 2018 г. страсти вокруг многочисленных проблем крупных добывающих компаний так накалились, что нефтегазовая отрасль из основного налогоплательщика превратилась в самый льготируемый сегмент. За пять лет, с 2013 по 2018 г., льготы увеличились с 26,7% до 49,8%. Обосновывалось это необходимостью разработки новых технологий, расширения инвестпрограмм и всего, что увеличит добычу на истощенных месторождениях, а, следовательно, поспособствует притоку денег в бюджет. Но время шло, а налоговая база не увеличивалась. По словам замминистра финансов РФ А. Сазанова «У топ-5 нефтяных компаний абсолютно никак не изменились инвестиции, разница – ноль. А вот дивиденды за это время выросли в два раза – на 500 млрд рублей». Как говорится, если нет разницы… пусть платят больше.

В 2019 г. стало совершенно очевидно, что вопрос льгот требует пересмотра. К этому времени преференции по месторождениям и категориям нефти перевалили за 56%. 22 июля 2019 г. В. Путин объявил мораторий на новые льготы для нефтедобычи. Падение цен на нефть в 2020 г. и соглашение ОПЕК+ стали последней каплей. Усиление налоговой нагрузки (или, как в данном случае, отмена послаблений) не впервые применяется Минфином в подобных ситуациях. Так было, например, в 2014–2015 гг. Однако на этот раз, помимо нефтянки налоги выросли для металлургов и производителей минеральных удобрений.

С 1 января 2021 г. отменяется льгота по экспортной пошлине на особую нефть

С сентября отменен ряд льгот по налогам на добычу сверхвязкой нефти

Что касается нефтедобывающих компаний, то еще в апреле глава Минэнерго А. Новак заявил, что им не требуется особая государственная помощь. Место upstream в графе «получатель преференций» начинают занимать новые направления: нефтепереработка и нефтехимия, экология, инновации, Арктика, индустриальные парки, нефтесервис.

Тогда же, 29 апреля 2020 г. Минэнерго подготовило меры поддержки для предприятий нефтеперерабатывающей, нетехимической отраслей, согласно которым компании должны взять на себя жесткие обязательства по объему инвестиций и срокам ввода в эксплуатацию процессов глубокой переработки нефти. В октябре правительство проработало меры поддержки для целого ряда направлений, среди которых добывающих компаний нет.

Во-первых, была введена инвестиционная надбавка для НПЗ. Меры направлены на стимулирование переработки этана и СУГ в продукцию нефтехимии, а также на модернизацию и создание новых перерабатывающих мощностей. Вычет по налогу смогут получить налогоплательщики, использующие техпроцессы переработки этана при температуре выше 700 °С. Во-вторых, вице-премьер В. Абрамченко поручила отраслевым министерствам проработать стимулирующие меры по перевозкам угля в «экологические» морские порты, т.е. те порты, которые используют современные методы перевалки угля и технологии, соответствующие международным стандартам по пылеподавлению. В-третьих, М. Мишустин подписал постановление о субсидировании части затрат на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в размере 28,7 млрд руб. Раньше получить финансирование было возможно только по факту выполнения работ, а теперь – авансом, но под обязательство запуска инновационного продукта в серийное производство. В-четвертых, в сентябре было подписано постановление о частичной компенсации страховых взносов для предпринимателей в Арктике. Тогда же, в начале осени, правительство приняло решение о поддержке индустриальных парков, на азвитие которых планируют выделить 5,3 млрд рублей в течение трех лет. И это в-пятых. В-шестых, правительство утвердило механизм поддержки нефтесервисных компаний. Сокращение добычи привело к сокращению спроса на их услуги, в первую очередь, на буровые работы. Стимулирующие меры заключаются в том, что посредством SPV-компаний бурение и освоение скважины будет продолжаться без ее передачи в промышленную эксплуатацию, а после окончания срока договора ОПЕК+ и восстановления рынка это позволит быстро нарастить необходимые объемы добычи.

В последние годы зависимость России от экспорта энергоносителей все больше возрастала. Но кризисные годы выявили слабые места: за первые полгода на экспорте нефти удалось заработать на 37,7% меньше, чем в 2019 г. Прогнозы указывают на то, что спрос не восстановится до прежнего уровня, а значит, самое время задуматься, как справляться без экспорта энергоресурсов. ●

МАРШРУТЫ РОССИЙСКОГО ГАЗА: ЧТО УСПЕЮТ ДО КОНЦА 2020 ГОДА?

Елена Алифирова,
Денис Савосин

Движение судов, которые могут принять участие в завершении строительства МГП «Северный поток-2», становится все более активным. Трубоукладочное судно Академик Черский проходит испытания в районе Калининграда. Ему в помощь прибыли суда снабжения. В порту Мукран, где расположен логистический терминал газопровода остаются три судна. Судно обеспечения морских платформ, способное вести подводно-технические работы, держится рядом. Финвал, Умка, Балтийский исследователь могут помочь Черскому в ходовых испытаниях и проверке установленной на судне системы позиционирования с независимыми генераторами энергии для работы лебедок. Но становится все труднее закончить строительство к анонсированному В. Путиным сроку, а значит, можно ожидать, что строительство МГП возобновится в начале ноября.

В условиях срыва сроков для «Газпрома» крайне важно, чтобы газопровод-отвод от второй нитки «Турецкого потока» был построен до конца 2020 г. Президент Сербии А. Вучич на встрече с послом России А. Боцан-Харченко заявил, что Сербия завершит строительство своего участка сухопутного продолжения второй нитки МГП к концу года. Это сейчас особенно важно для властей РФ. Согласно пятилетнему газовому контракту с «Нафтогазом», с 2021 г. мощности забронированные для транзита российского газа снижаются до 40 млрд м³/год, а мощности сверх этого объема будут оплачиваться по более высокому тарифу. С приходом зимы, когда спрос на газ в Европе возрастет, Газпрому придется увеличивать транзит. Сербия завершила укладку труб на своем участке продолжения второй нитки Турецкого потока еще в декабре 2019 г., но для ввода в эксплуатацию необходимо возвести КС и сопутствующую инфраструктуру.

Но Болгария дважды сорвала сроки ввода своего, который должен был быть запущен одновременно с МГП «Турецкий поток». Сначала срок был сдвинут на 31 мая 2020 г., а затем до конца 2020 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

С 1 января 2021 года нефтяную отрасль ждут изменения. В. Путин подписал закон, изменяющий параметры налога на добавленный доход (НДД) и налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Приведут ли эти корректировки к ухудшению состояния в нефтяной отрасли?

Приведет ли отмена льготы по экспортной пошлине к ухудшению состояния в нефтяной отрасли?

15%
Да, наибольшие потери понесут основные добывающие компании: Роснефть, Татнефть Сургутнефтегаз и ЛУКОЙЛ

8%
Нет, вводимые меры позволят оптимизировать предоставление налоговых льгот в нефтяной отрасли

25%
Да, но отмена льгот увеличит доходы федерального бюджета с 2021 по 2023 годы на 686 млрд рублей

4%
Нет, одновременно с ужесточением условий, как альтернатива по упраздняемым льготам, предлагается НДД

48%
Все зависит от ситуации на рынке и инвестиционных программ

МЭА прогнозирует утрату нефтью своих позиций в качестве основного энергоносителя. Справедливо ли это утверждение для ближайших двадцати лет?

Останется ли нефть основным энергоносителем в ближайшие двадцать лет?

23%
Нет, спрос на нефть падает, но восстановление глобального рынка после обвала в 2020 г. ожидается уже в 2023 г.

10%
Да, европейские страны декарбонизируют свои производства и вводят стимулы, заставляющие и другие страны отказываться от нефти

9%
Нет, основные потребители – это страны АТР, они еще не скоро перейдут на другие виды энергоносителей

4%
Да, нефть останется основным энергоносителем до 2040 г., но затем стремительно начнет утрачивать позиции

54%
Для развитых стран эпоха нефти уже закончена, но для развивающихся стран ее роль не уменьшится в двадцатилетней перспективе

BOTANICA
ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС

- Квартиры бизнес-класса в сердце Петроградки
- 200 м до Ботанического сада
- 2-4 квартиры на этаже
- Широкие видовые террасы и теплые лоджии
- Мастер-спальни с собственными ванными комнатами
- Квартиры с кухнями-гостиными до 35 м²

Группа Эталон | 380-05-25 | ЗАСТРОЙЩИК АО «ЭТАЛОН ЛЕНСПЕЦСМУ». АДРЕС ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА BOTANICA: САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, АПТЕКАРСКИЙ ПРОСПЕКТ, ДОМ 5, СТРОЕНИЕ 1. ДОМ СДАН. *BOTANICA - БОТАНИКА

Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Новый глава Роснедр
Цены на нефть

Подводная добыча станет проще

Ростех разработал оборудование для подводной нефтедобычи. Система обеспечивает передачу команд и данных с датчиков управления подводного комплекса нефтедобычи на расстоянии до 85 км и глубине до 500 м. В отличие от аналогов, которые передают сигналы по электрическому кабелю, работа

СПОС построена на применении волоконно-оптической системы, благодаря этому скорость передачи информации выше в несколько раз.

Инженеры разработали систему высоконадежных цифровых волоконно-оптических модулей, которые обеспечивают передачу оптического сигнала на длине волны 1,55 мкм со скоростью до 1 Мбит/с. Устройство может устанавливаться на вертолет или дрон и способно обнаруживать месторождения нефти и газа с воздуха по следам углеродных газов в атмосфере.

Новый морской терминал

На базе Сырадасайского месторождения, в 87 км от Порта Диксон, планируется строительство морского угольного терминала с проектным грузооборотом 4 млн т в год. Объекты морской и береговой инфраструктуры рассчитаны на прием и обслуживание 198 судов в год. Проектируемые объекты для первоочередной отработки запасов угля открытым способом расположены в 105 км от поселка Диксон в Красноярском крае. Месторождение расположено в пределах Западно-Таймырского угленосного района. Запасы составляют примерно 5,7 млрд т и относятся преимущественно к жирным маркам угля (2Ж). Это самые ценные для коксования и использования в металлургической промышленности марки угля. Лицензия на разработку принадлежит компании Северная Звезда, входящей в состав международной корпорации AEON.

Роснефть исследует Восточную Арктику

В Восточной Арктике стартовала научно-исследовательская экспедиция, организованная специалистами Арктического Научного Центра. Многоцелевое судно Капитан Воронин в рамках экспедиции выполнит

инженерно-геофизические работы в акваториях моря Лаптевых, Карского и Восточно-Сибирского морей. Основной задачей проекта является подготовка к бурению стратиграфических скважин в исследуемом районе.

Это необходимо для отбора керна, определения возраста, состава и условий формирования пород осадочного чехла изучаемых участков шельфа для понимания геологического строения и оценки нефтегазового потенциала региона.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Слияние капиталов
Северный поток достроили

Проект 123

Научно-исследовательские суда проекта 123, строящиеся для Минобрнауки по нацпроекту «Наука», будут иметь ледовый класс и смогут работать в Арктике.

Прототипом для НИС послужило немецкое научно-исследовательское судно. Разработчики смогли обеспечить хорошее обтекание носовой части корпуса, в днище которой встроено высокоточное

научное оборудование. Особое внимание конструкторы уделили пропульсивной установке (силовой комплекс судна) и приняли меры по успокоению качки с помощью специального оборудования.

На судне удалось разместить большое количество научных лабораторий и оборудования, также помещения для экипажа в количестве 35 человек и 45 человек персонала. Суда проекта 123 позволят обеспечить выполнение всего комплекса океанологических исследований в любом районе мирового океана.

ЛУКОЙЛ осваивает Каспий

ЛУКОЙЛ приступил ко второму этапу развития второй очереди месторождения им. В. Филановского. «ЛУКОЙЛ с нуля открыл для России новую нефтегазовую провинцию на Каспии – одну из крупнейших в новой истории нашей страны» – сказал Ю.Борисов на церемонии начала второго этапа. Разработка месторождения ведется в три очереди.

В настоящее время в российском секторе Каспийского моря ЛУКОЙЛ ведет добычу на 2 месторождениях – им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского. Продолжаются стартовавшие осенью 2018 г. работы по обустройству месторождения им. В. Грайфера, начало добычи на котором запланировано на 2022 г.

Всего ЛУКОЙЛ открыл в акватории Каспийского моря 10 месторождений (с учетом СП) с суммарными извлекаемыми запасами углеводородов по категориям C_1+C_2 7 млрд бнэ.

Газпром исследует Карское море

Газпром открыл новую газовую залежь на Ленинградском месторождении на шельфе Карского моря. Бурение разведочной скважины №5 глубиной 2700 м велось с помощью ППБУ Nanhai 8.

В результате был получен промышленный приток газа дебитом около 600 тыс. м^3/сутки. Это существенно увеличивает промышленную ценность месторождения.

Газпром проведет подсчет новых запасов Ленинградского ГКМ и представит данные в Госкомиссию по запасам для внесения в государственный баланс. В геологическом плане Ленинградское ГКМ относится к Южно-Карской нефтегазоносной области в северной части Западно-Сибирской НГП. Текущие извлекаемые запасы газа оцениваются в 1,9 трлн м^3, что относит Ленинградское ГКМ к категории уникальных. ●

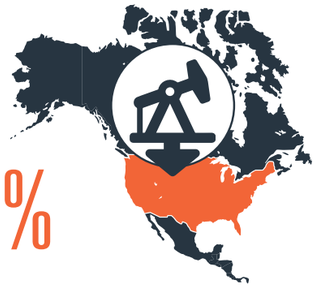
На

16,7 %

сократились объемы транспортировки нефти по системе Транснефти в 3-м квартале 2020 г. составив **105,6 млн т**

На

1,5 %



(до 7,692 млн барр./сутки) может сократиться добыча сланцевой нефти в США в ноябре 2020 г. по сравнению с октябрем

Добыча сланцевого газа снизится на **0,7%**. Текущая добыча сланцевой нефти в США оценивается в **7,813 млн барр./сутки**

507 млн рублей

направили Россети Северо-Запад в 2020 г. на ремонт мурманских электросетей

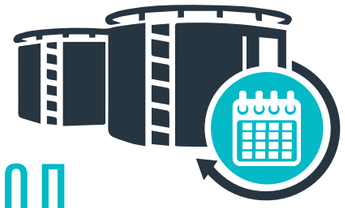
90,71

млн барр./сутки

составила добыча нефти в мире в сентябре 2020 г.

что на **7,83 млн барр./сутки** ниже по сравнению с сентябрем 2019 г. и на **60 тыс. барр./сутки** – с августом 2020 г.

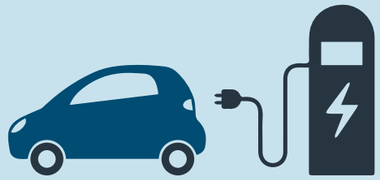
1 год



составляет задержка ввода 4-й линии Ямал СПГ по технологии Арктический каскад до конца 2020 г.

В октябре НОВАТЭК завершит ее строительство

40



зарядных станций

планируется установить в Московской области в рамках проекта Инфраструктура электротранспорта нового поколения

Всего построено **187** зарядных станций

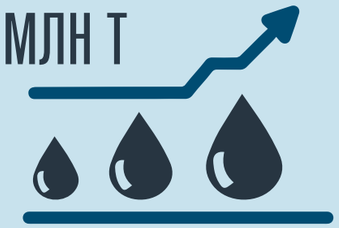
На

40 %

снизились доходы РФ от экспорта нефти за 8 месяцев 2020 г.,

природного газа – **на 50%**

18 млн т



достигла накопленная добыча нефти на Восточно-Мессояхском месторождении

За 4 года на территории ЛУ построено более **430** нефтяных эксплуатационных скважин, общая проходка по бурению превысила **2,1 млн м**

$180 млрд

потеряла Ливия с 2013 г. из-за перебоев с добычей нефти

25 %

может достигнуть доля России на мировом рынке СПГ

Россия к 2025 г. сможет производить свыше **68 млн т/год СПГ**

На

$7,6 млрд

Польский регулятор UOKiK оштрафовал Газпром по делу о газопроводе Северный поток-2

До

1019 единиц

(на 3 % по сравнению с августом 2020 г.) сократилось число нефтегазовых установок в мире в сентябре 2020 г.

Neftegaz.RU Offshore
номер 11 / 2020 г.

УДК 341

МОРСКИЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАТФОРМЫ: статус и юрисдикция

Гаврилина Елена Александровна
доцент кафедры правового регулирования ТЭК МГИМО МИД России, к.ю.н.

ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ ПУБЛИКАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНО-ПРАВОВОГО СТАТУСА ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ, УСТАНОВЛЕННЫХ В ИСКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЗОНЕ И НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ МОРСКОГО ДНА, В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБЪЕКТА, ЕГО ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ (ФЛАГА), ЭТАПА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ. РЕЗУЛЬТАТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ВЫВОД, ЧТО МОРСКИЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАТФОРМЫ ВНЕ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И ВИДА ДОЛЖНЫ КВАЛИФИЦИРОВАТЬСЯ КАК «УСТАНОВКИ И СООРУЖЕНИЯ НА МОРСКОМ ДНЕ», ДЛЯ ТОГО ЧТОБЫ ИСКЛЮЧИТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НА УСТАНОВКИ И СООРУЖЕНИЯ РЕЖИМА МОРСКОГО СУДНА И ДЛЯ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ПРИБРЕЖНОМУ ГОСУДАРСТВУ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ ЮРИСДИКЦИИ НАД ТАКОГО РОДА ИМУЩЕСТВОМ

THE PURPOSE OF THIS PUBLICATION IS TO ANALYZE THE INTERNATIONAL LEGAL STATUS OF FLOATING DRILLING UNITS AND OFFSHORE FIXED PLATFORMS INSTALLED IN THE EXCLUSIVE ECONOMIC ZONE AND ON THE CONTINENTAL SHELF FOR THE PURPOSE OF EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS RESOURCES AT THE SEABED, DEPENDING ON THE TYPE OF OIL AND GAS FACILITY, ITS NATIONALITY (FLAG), WORK COMPLETION STAGE. THE RESULT OF THE STUDY IS THE CONCLUSION THAT OFFSHORE OIL RIGS, REGARDLESS OF THEIR TECHNICAL CHARACTERISTICS AND TYPE, SHOULD BE QUALIFIED AS "UNITS AND CONSTRUCTIONS ON THE SEABED" IN ORDER TO EXCLUDE THE POSSIBILITY OF EXTENDING THE MODE OF A SEA-GOING VESSEL TO UNITS AND CONSTRUCTIONS AND TO PROVIDE THE COASTAL STATE WITH EXCLUSIVE JURISDICTION OVER THIS KIND OF PROPERTY

Ключевые слова: *континентальный шельф, юрисдикция прибрежного государства, плавучая буровая установка, морская стационарная платформа, флаг удобной регистрации.*

Особую актуальность в условиях масштабного освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа приобретает вопрос юридического статуса морских сооружений для добычи углеводородов. Несмотря на то, что нефтяные платформы достаточно давно используются для освоения морских нефтегазовых месторождений, на сегодняшний день не существует единой правовой позиции в отношении статуса данного имущества. Сложность квалификации таких объектов заключается в том, что фактически они бывают двух видов – стационарные и плавучие. В связи с этим, в мировой практике можно встретить три основных подхода: нефтяная платформа квалифицируется как «судно», «искусственный остров» или как «установка, сооружение» с момента установки на месторождении в морских акваториях для разведки и разработки природных ресурсов морского дна. Однако, квалификация морской нефтяной платформы не является формальной и чисто логической операцией, поскольку от ее определения зависит не только объем юрисдикции прибрежного государства, но и проблемы возмещения ущерба от разливов нефти, а также вопросы безопасности нефтегазовых объектов.

Морские нефтяные платформы относятся к оборудованию для морских месторождений и являются одними из крупнейших искусственных сооружений в мире, предназначенные для осуществления процесса производства путем разведки и добычи нефтегазовых ресурсов морского дна.

Морские искусственные сооружения для разведки и добычи углеводородов подразделяются на искусственные острова, буровые суда, плавучие буровые установки (самоходные и несамоходные), морские стационарные платформы, удерживаемые на грунте гравитационным способом, с помощью свай или комбинированным способом, подводные добычные системы и вспомогательные плавучие сооружения. Необходимо подчеркнуть, что в мире отсутствует два типа одинаковых морских нефтяных платформ, все они являются уникальными сооружениями, созданными человеком.

ФАКТЫ

Статус морских нефтяных платформ международным правом четко не установлен

Проблема заключается в том, что международное право ясно и четко не устанавливает юридический статус данного имущества – относится ли морские нефтяные платформы к категории «судно» или к «искусственным установкам и сооружениям» с момента установки на месторождении, что порождаем многочисленные трудности и в первую очередь связанные с конкуренцией юрисдикций прибрежного государства и государства флага. Проблема усложняется тем, что морские объекты фактически бывают двух видов – стационарные и плавучие, которые при этом расположены с момента установки на месторождении в различных пространствах Мирового океана, характеризующихся различным международно-правовым статусом.

Конвенция по морскому праву (далее UNCLOS) не содержит определений «судно» (vessel), «корабль» (ship), «искусственный остров, установка и сооружение». В связи с чем, неясно, следует ли квалифицировать морские нефтяные платформы как «судно» или как искусственные сооружения. Проблема усложняется тем, что данные термины имеют различное значение в зависимости от целей конвенций в которых они употребляются.

Такая неоднозначная квалификация морских нефтяных платформ, предоставляет нефтяным компаниям выбор – регистрировать имущество по национальному праву как «судно» или как «сооружение». Международное право, национальное законодательство, судебная практика и практика нефтяных компаний склонна рассматривать плавучие буровые установки в качестве судна, в отношении морских стационарных платформ – практика противоречива.

Однако, квалификация морских нефтяных платформ в качестве «судна», и регистрация их в государственных судовых реестрах, в то время как они фактически используются в качестве «установок и сооружений» на морском дне в целях разведки и освоения его ресурсов имеет юридические последствия для прибрежного государства в исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе которого они установлены. Квалификация морских нефтяных платформ, установленных в морских пространствах, не входящих в состав территории прибрежного государства в качестве судна подчиняет их юрисдикции, которой подчиняются морские торговые суда: исключительной юрисдикции государства флага и ограниченной юрисдикции прибрежного государства. Достаточно сравнить положения ст. 60 UNCLOS, предоставляющие прибрежному государству исключительную юрисдикцию над «искусственными островами, установками и сооружениями», с положениями ст. 58 UNCLOS, устанавливающими в исключительной экономической зоне свободу судоходства, включая исключительную юрисдикцию государства флага над судном.

Тем не менее, именно прибрежное государство несет производственные, экологические риски, риски безопасности нефтегазовых объектов, связанные с деятельностью по разведке и добыче нефти и газа в его исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе, в том числе связанные с ликвидацией разливов нефти, при этом разлив нефти с танкера, транспортирующего нефть и с функционирующей скважины морского дна, совершенно различны по своим последствиям. При этом, прибрежное государство не имеет достаточных полномочий контролировать буровые работы, которые ведутся морскими нефтяными платформами, установленными на лицензионных участках в исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе в том случае, если морские сооружения имеют юридический статус «судно».

Кроме того, нефтяные компании, регистрируя морские нефтяные платформы в качестве морского судна имеют право выбирать флаг его регистрации, и здесь возникает одна из самых серьезных проблем – возможность регистрации морской нефтяной платформы под флагом «удобной» регистрации.

Государство флага в первую очередь отвечает за соблюдение стандартов строительства, проектирования, оборудования и комплектации судна. Особенностью концепции флага «удобной» регистрации является: легкий доступ к реестру, низкий уровень налоговых ставок, и т.д. Управляя нефтяной платформой под флагом «удобной» регистрации, владельцы морской нефтяной платформы избегают строгого правового регулирования.

ФАКТЫ

Риски

связанные с экологией, безопасностью и деятельностью по разведке и добыче нефти и газа в его исключительной экономической зоне несет прибрежное государство

Здесь только заметим, что квалификация плавучей буровой установки «Deepwater Horizon» в качестве «судна» и ее регистрация в судовом реестре «под флагом удобного государства» наглядно продемонстрировало уязвимые положения международного права, и выявила риски регистрации плавучей буровой установки в качестве судна. Так, арендованная нефтяной компанией «Бритиш Петролеум» у швейцарской компании «Transocean» плавучая буровая установка «Глубоководный Горизонт» имела юридический статус «судно», была зарегистрирована на Маршалловых Островах и, соответственно, рассматривалась как субъект исключительной юрисдикции Маршалловых Островов, при этом нефтяная платформа была установлена на лицензионном участке в исключительной экономической зоне США, где она и вела буровые работы. Во время взрыва «Deepwater Horizon» бурило скважину глубиной в две с половиной мили в Мексиканском заливе. Скважина находилась в исключительной экономической зоне США, примерно в 50 милях от побережья Луизианы. Согласно оценкам, разлив нефти в день составлял 53 тыс. баррелей, образовав на поверхности океана за три месяца разлива нефтяное пятно в 176 тыс. 120 кв км.

Катастрофа в Мексиканском заливе выявила степень экологического и экономического ущерба, которое ложится именно на прибрежное государство. Однако в том случае, если плавучая буровая установка имела бы статус «установки», прибрежное государство обладало бы исключительной юрисдикцией, которая предусмотрена международным правом.

Международно-правовой статус

В международном праве, в связи с отсутствием четкой терминологии, нефтяные платформы квалифицируются в качестве:

- искусственного острова;
- морского судна;
- «установок, сооружений на морском дне», с момента установки объекта на месторождении.

Морская нефтяная платформа – «искусственный остров»

Так, к примеру в деле «Arctic Sunrise» (связано с инцидентом в Печорском море в 2013г., когда активисты «Гринпис» попытались подняться на нефтяную платформу «Приразломная» чтобы провести акцию против нефтедобычи в Арктике) спор вокруг юридического статуса морской стационарной платформы был ключевым во время рассмотрения дела по существу. Прокурор ссылался на свидетельство о праве собственности на судно, в котором указывалось, что, по данным реестра, морская стационарная платформа является судном, адвокаты арестованных членов экипажа настаивали на том, что нефтяная платформа имеет статус «искусственный остров».

UNCLOS не дает определения искусственного острова, также как установка и сооружение, но предусматривает идентичное правовое регулирование.

Ряд международных конвенций ставит знак равенства между искусственными островами, установками и сооружениями. Так, к примеру, в Протоколе о борьбе с незаконными актами, направленными против безопасности стационарных платформ, расположенных на континентальном шельфе 1988 г. указано, что для целей данного соглашения «стационарная платформа» означает искусственный остров, установку или сооружение, постоянно закрепленные на морском дне для разведки или разработки ресурсов или для других экономических целей (п. 3 ст. 1). Таким образом, очевидно, что для целей данного соглашения искусственные острова и нефтяные платформы рассматриваются как одна категория, имеющая схожий признак – крепление на морском дне. Однако, искусственные острова и платформы приравниваются только для целей данной Конвенции – предотвращения противоправных действий против обеспечения безопасности на данных объектах.

Таким образом, данный Протокол, относит морские стационарные платформы к искусственным островам, но под данное определение не подходят плавучие буровые установки. С другой стороны, сам признак «крепление к морскому дну» с юридической точки зрения достаточно спорное и не точное понятие, учитывая что стационарная платформа также имеет временное крепление – на срок отработки месторождения, после чего она должна быть убрана с месторождения по нормам международного права и национального.

Главным признаком искусственного острова является его прочная связь с морским дном, которая выражается в невозможности его перемещения без ущерба его назначению. Однако данный признак присущ также морским стационарным платформам и морским погружным установкам. Учитывая, что морские нефтяные платформы бывают различных видов – стационарные и плавучие, а UNCLOS не содержит определение «искусственный остров», возникает вопрос: морская нефтяная платформа относится к категории «искусственных островов» или к «установкам и сооружениям».

ФАКТЫ

UNCLOS

не дает определения искусственного острова, также как установка и сооружение, но предусматривает идентичное правовое регулирование

В отличие от UNCLOS, Федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации», приводит определение «искусственного острова» главными юридическими признаками которого является стационарно закрепленная искусственная конструкция, имеющая неплавучее опорное основание, выступающая над поверхностью воды при максимальном приливе (ст. 4). Однако данное определение, на наш взгляд, имеет цель провести различие между природным и искусственным островом в целях различий в их правовом режиме.

На первый взгляд категория «искусственный остров» наиболее приемлема для морских стационарных платформ. Хотя статус искусственного острова мог бы предоставить прибрежному государству полный контроль над плавучими буровыми установками, такая классификация неприемлема в связи с тем, что морские стационарные платформы имеют всего несколько схожих характеристик с искусственными островами, а именно крепление к морскому дну, которая говорит только о стационарности объекта.

Морская нефтяная платформа – судно или искусственного сооружение

В зависимости от этапа выполнения работ, морская нефтяная платформа может иметь статус, как судна (на время транспортировки), так и установки, сооружения, с момента установки на месторождении.

Так, Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения

нефтью, с изм. на 19.11.1976 (далее Лондонская конвенция), относит «сооружение в шельфовой зоне» к самостоятельной правой категории. В соответствии с данной Конвенцией под установкой, понимается любая скважина или оборудование, как закрепленное на дне, так и передвижное, которое используется для целей разведки и добычи нефти из недр морского дна, а также в случае, когда нефтяная скважина непосредственно связана с платформой или иным оборудованием, то такая скважина образует с нефтяной платформой единый комплекс установки. Для целей Лондонской конвенции, морское судно под которым понимается любое морское судно и плавучее средство любого типа, фактически перевозящее нефть наливом в качестве груза, не может рассматриваться в качестве установки. Из анализа содержания данной Конвенции следует три вывода, во-первых, данное определение распространяется как на морские стационарные платформы так и плавучие буровые установки, вне зависимости от критерия «закрепленные на дне», во-вторых, исключаются все виды морских нефтяных платформ из категории «судно», в-третьих, нефтяная скважина образует с морской нефтяной платформой «единый комплекс установки».

Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 г. (OPRC) (Вместе с «Возмещением расходов, связанных с оказанием помощи»), содержит определения, как «судна» под которым понимается плавучее средство любого типа, эксплуатируемое в морской среде, так и «морской установки» под которой понимается любая стационарная или плавучая морская установка или сооружение, используемые при разведке, добыче нефти (ст. 2).

Несмотря на то, что под определение судна, приведенного в данной конвенции, подпадают и некоторые виды морских нефтяных платформ (плавучие буровые установки и буровые суда, а также морская стационарная платформа на момент транспортировки на месторождение), сам факт того, что в документе приводится два термина («морская нефтяная платформа» и «судно») свидетельствует, что цель Конвенции – разграничить данные объекты и подчеркнуть, что морская нефтяная платформа не обладает статусом морского судна на этапе разведки и добычи нефти.

Таким образом, для целей данной Конвенции морская нефтяная платформа представляет собой отдельный объект регулирования, хотя плавучие буровые установки, когда не используются по их прямому назначению в целях разведки и освоения природных ресурсов морского дна, квалифицируются как морские суда. В связи с чем следует вывод, что квалификация морской нефтяной платформы вне зависимости от ее вида зависит от этапа выполнения работ.

Этот же самый подход обнаруживается в Резолюции Международной морской организации А.671(16) «Зоны безопасности и безопасность мореплавания вокруг прибрежных сооружении и установок» (далее Резолюция ИМО), где под

ФАКТЫ

Лондонская конвенция относит «сооружение в шельфовой зоне» к самостоятельной правой категории

плавучей буровой установкой понимается установка, используемая для буровых работ в целях разведки природных ресурсов. Плавучие буровые установки подпадают под категорию судна, в то время когда они находятся на ходу и не заняты буровыми работами, но признаются уже установками или сооружениями, когда ведут буровые работы. Действие резолюции распространяется на плавучие буровые установки только в момент их следования к месту разработки месторождения.

Таким образом, морские нефтяные платформы вне зависимости от критерия «закрепления на морском дне», приравниваются к отдельной от морского судна категории – установки и сооружения в зоне континентального шельфа, но только с момента установки на месторождении (ведения работ).

Международная конвенция о спасании 1989 г. (SALVAGE), содержит определение понятия «судно», под которым понимается любое судно или плавучее средство либо любое сооружение, используемое в целях судоходства (ст. 1). Наличие в определении слова «любое» наводит на мысль, что к морскому судну также можно отнести стационарную нефтяную платформу, которая до момента начала работ транспортируется на месторождение путем буксировки, соответственно, соответствует термину «плавучее сооружение», а именно несамоходное (буксируемое) судно. Таким образом, Международная конвенция 1989 г. отнесла морские платформы фактически к установкам и сооружениям на морском дне.

Морская нефтяная платформа – морское судно

В международном праве отсутствует единый критерий на основании которого можно квалифицировать морскую нефтяную платформу в качестве судна. Одни конвенции используют критерий «постоянного крепления с морским дном», другие – напротив, не разделяют морские нефтяные платформы в зависимости от критерия «фиксации» на морском дне и рассматривают морские нефтяные платформы как суда.

Проблема усложняется тем, что морские стационарные платформы до их момента установки на нефтегазовом месторождении с последующим конструктивным креплением к морскому дну, транспортируются посредством буксировки на лицензионный участок. Очевидно, что в промежуток времени пока установка и сооружение транспортируется, они подпадают под определение плавучего (буксируемого) транспортного средства. Важно обратить внимание, что, в свою очередь, плавучие буровые установки с момента установки на месторождении также фиксируются на морском дне и в любом случае фактически связаны с нефтяной скважиной, в связи с чем они также попадают под критерий связи с морским дном, и под определение установки и сооружения.

Вопрос который возникает, какими документами следует руководствоваться при придании объекту статуса «судно». При этом сразу отметим, что единого, универсального подхода в национальном законодательстве, так же как и в международном праве нет.

Так, к примеру, применительно к целям Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов 1973 г. (МАРПОЛ 73/78), из определения «судна» приведенного в п. 4 ст. 2, следует, что стационарные и плавучие нефтяные платформы приравниваются к судам.

Напротив, для целей «Конвенции о борьбе с незаконными актами, направленными против безопасности морского судоходства», «судно» означает любое судно, не закрепленное постоянно на морском дне (ст. 1).

Однако, даже такая формулировка порождает вопрос: можно ли квалифицировать морские стационарные платформы в качестве судна, учитывая, что срок эксплуатации данного имущества в среднем составляет порядка 22–25 лет, в связи

ФАКТЫ

Судно

– самоходное и несамоходное плавучее сооружение, используемое в целях торгового мореплавания – согласно определению нефтяных компаний

с чем, фактически она не является сооружением «постоянно» закрепленном на морском дне. Кроме того, плавучая буровая установка также крепится к морскому дну, хотя и не стационарным способом на время проведения геологических работ, и технологически связана с нефтяной скважиной на морском дне.

Морские стационарные платформы

В национальной практике государств, морские буровые установки как правило квалифицируются как суда, морские стационарные платформы как стационарные сооружения. Однако, не смотря на наличие определений в регистрах судоходства, на практике возникает много вопросов. Так, морская стационарная платформа одновременно полностью подпадает под признаки судна – наличие флага, название, позывной сигнал, необходимость регистрации в государственном судовом реестре.

Российские нефтяные компании при квалификации морских стационарных платформ руководствуются определением судна, данного в п. 1 ст. 7 КТМ РФ [13], где под судном понимается самоходное и несамоходное плавучее сооружение, используемое в целях торгового мореплавания. При этом, деятельность, связанная с использованием судов для разведки и разработки минеральных и других неживых ресурсов морского дна и его недр относится согласно ст. 2 КТМ РФ к одному из видов деятельности торгового мореплавания.

При квалификации морской стационарной платформы в качестве «сооружения» и объекта

недвижимого имущества, по российскому законодательству необходимо будет доказать, что в соответствии с абз. 1 п. 1 ст. 130 ГК РФ морская стационарная платформа прочно связана с морским дном. Перемещение морской стационарной платформы без несоразмерного ущерба ее назначению невозможно. Успех квалификации морской стационарной платформы в качестве объекта недвижимого имущества в конечном итоге будет зависеть от того удастся ли доказать, что технические характеристики морской стационарной платформы и особенности ее эксплуатации подтверждают вывод об отнесении ее к сооружениям. В свою очередь, вывод о том, что морские стационарные платформы, установленные на грунте, не соответствуют понятию «судно» обусловлен спецификой конструкции, технологическим назначением, габаритами, особенностями доставки, установки.

Плавучие буровые установки

Возникает вопрос, можно ли квалифицировать плавучую буровую установку в качестве морского судна или она относится к категории «установка и сооружение». Законодательство не дает ответа на данный вопрос. Проблема заключается в том, что в UNCLOS термины «платформа» (platform) и «сооружение» (structure) используются раздельно и, тем более, отдельно от терминов «судно» (vessel) и «корабль» (ship), которые используются взаимозаменяемо во всех ее положениях. Данная ситуация усложняется тем, что UNCLOS не содержит определений вышеназванных терминов. В связи с чем возникает вопрос, в какую из вышеназванных категорий относится плавучая буровая установка.

В мировой практике, глубоководные мобильные буровые установки юридически квалифицируются как «судно» и подчинены юрисдикции государства флага. В морском праве национальность судна и право плавания под государственным флагом поставлены в зависимость от государственной регистрации судна. Очевидно одно, что плавучая буровая установка относится к категории судна для цели государственной регистрации в судовом реестре.

Однако, квалификация плавучих буровых установок в качестве судна порождает конфликт юрисдикций между прибрежным государством и государством флага, что наглядно продемонстрировала авария, произошедшая на буровой установке «Deepwater Horizon», установленной в исключительной экономической зоне США.

Согласно законодательству США, плавучие буровые установки юридически квалифицируются как «судно»: «Mobile offshore drilling unit – означает судно, за исключением судов США общественного характера, способное участвовать в буровых работах для разведки или эксплуатации подводных ресурсов». Тем не менее, плавучие буровые установки также можно классифицировать и как «OCS facility» (т.е. «установка на внешнем континентальном шельфе») при условии, что буровая установка «установлена на морском дне внешнего континентального шельфа для разведки или освоения углеводородных ресурсов».

ФАКТЫ

Юрисдикция

прибрежного государства заметно сужается, если относить плавучую буровую установку к категории «судно»

Проблема юрисдикции прибрежного государства в зависимости от юридического статуса морской платформы

В UNCLOS закреплены пять водных акваторий (территориальное море, прилежащая зона, исключительная экономическая зона, континентальный шельф, открытое море) каждая из которых обладает своей юрисдикцией и различается объемом контролирующих правомочий органов прибрежного государства либо государства флага судна разрешать правовые вопросы, связанные с деятельностью морских судов. Каждая акватория обладает своими правилами прохода судов, и, соответственно, в каждой морской акватории государства, как прибрежные, так и занимающиеся судоходством, обладают различными правами и обязанностями.

Прибрежное государство в границах исключительной экономической зоны обладает суверенными правами вести разведочные работы, эксплуатировать, сохранять и управлять ресурсами углеводородов (п. 1 (а) ст. 56 UNCLOS). Также, в пределах данной зоны прибрежное государство обладает ограниченной юрисдикцией в отношении защиты и сохранены морской среды, созданием и использованием искусственных островов, установок и сооружений (ст. 56 UNCLOS).

При этом прибрежное государство в исключительной экономической зоне имеет «исключительное право сооружать, а также разрешать и регулировать создание, эксплуатацию и использование таких сооружений» (п. 1 ст. 60 UNCLOS). Несмотря на это, оно не может требовать от судов, ведущих деятельность в его исключительной экономической зоне, соблюдать особые стандарты проектирования и конструкции.

В тоже время, ст. 58 UNCLOS также предусматривает, что исключительная экономическая зона представляет собой район открытого моря в том числе для судоходства. Никакое государство не вправе претендовать на подчинение какой-либо части открытого моря своему суверенитету (ст. 89 UNCLOS). В результате получается, что суда подчиняются исключительной юрисдикции государства флага (ст. 92 UNCLOS).

Таким образом, главная проблема заключается в том, что законы прибрежного государства не распространяются на стандарты проектирования и конструкции иностранных судов, а также к комплектованию экипажа и оборудования иностранных судов (п. 2 ст. 21 UNCLOS).

В соответствии с п. 1 ст. 2 Конвенции 1958 г. и п. 1 ст. 77 UNCLOS прибрежное государство осуществляет на континентальном шельфе суверенные права в целях разведки и разработки его природных ресурсов, которые носят строго ограниченный характер, что означает, что прибрежное государство не может осуществлять другие исключительные права, которые не касаются разведки и разработки естественных богатств его континентального шельфа. Однако, правовой режим континентального шельфа не затрагивает правового статуса вод, покрывающих континентальный шельф, которые могут относиться к исключительной экономической зоне (п. 1 ст. 78 UNCLOS). Иными словами, в этих водах сохраняется принцип свободы судоходства.

Таким образом, из анализа положений вышеназванных конвенций следует вывод, что UNCLOS наделяет прибрежные государства исключительной юрисдикцией над «установками и сооружениями» в исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе. Из чего следует, что, если морская нефтяная платформа квалифицируется как «установка, сооружение», то прибрежное государство имеет исключительную юрисдикцию над такой установкой. В исключительную юрисдикцию прибрежного государства над «установками и сооружениями» входит контроль за строительством, эксплуатацией и использованием такого рода объектов.

Таким образом, прибрежные государства обладают различным объемом прав по отношению к морским пространствам. Однако, когда речь заходит о нефтяных буровых установках, становится ясным, что в том случае, если относить плавучую буровую установку к категории судно, юрисдикция прибрежного государства заметно сужается.

Одна из наиболее очевидных причин неопределенности юридического статуса плавучих буровых установок лежит в плоскости отсутствия четкой терминологии в международном праве. Целью деятельности морских платформ является не судоходство, а ведение работ по разведке недр морского дна и добычи углеводородов. Квалификация морских нефтяных платформ, как плавучих, так и стационарных в качестве установок и сооружений на морском дне позволяет избежать конфликта юрисдикций между прибрежным государством и государством флага, в том случае если морская нефтяная платформа имеет юридический статус судна.

ФАКТЫ

Законы

прибрежного государства не распространяются на стандарты проектирования, конструкции иностранных судов и комплектования оборудования иностранных судов

При этом, признание плавучих буровых установок в качестве установок и сооружений, не влечет изменение правового статуса (с судна на установку) между этапом транспортировки на месторождение к месту начала работ и ее установки на лицензионном участке. Квалификация морских нефтяных платформ (не зависимости от их вида), как установки и сооружения согласуется с целью обеспечения и гарантии суверенных прав прибрежного государства на добычу природных ресурсов в исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе.

Юридический статус морских нефтяных платформ и регистрация их в качестве морского судна или установки, сооружения оказывает решающее влияние на объем юрисдикции прибрежного государства.

Возможность квалификации плавучей буровой установки в качестве судна и их регистрация в судовых реестрах под «флагом удобной регистрации» фактически лишает прибрежные государства исключительной юрисдикции над такими установками. В результате прибрежное государство не может в полной мере осуществлять государственный контроль за безопасностью и техническим состоянием буровых установок. При этом, целью плавучей буровой установки является разработка и освоение недр морского дна, ведение буровых работ на лицензионном участке, что сопряжено с высокими промышленными и экологическими рисками. После установки на месторождении углеводородов и крепления к устью нефтяной скважины, она не обладает признаками «судна». ●

Литература

1. *Колодкин А.Л., Гуцуляк В.Н., Боброва Ю.В. Мировой океан. Международно-правовой режим. Основные проблемы. М.: Статут, 2007.*
2. *Сочнева И.О. Современные технологии освоения морских нефтегазовых месторождений. М., 2016.*
3. *Сочнева И.О., Сочнев О.Я. Разведка углеводородов в арктических водах: Поиск технических решений для арктических морей России. М., 2016.*
4. *Lincoln L. Davies, Joseph P. Tomain «Energy Law in the United States of America», New York: Wolters Kluwer, 2015.*
5. *Lincoln L. Davies, Alexandra B. Klass, Hari M. Osofsky "Energy Law and Policy", West Academic publishing, 2015.*

KEYWORDS: *oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.*

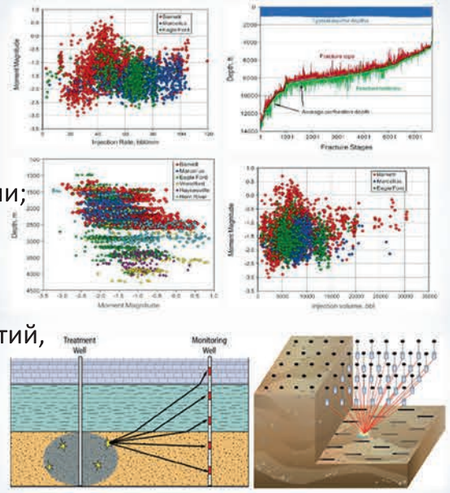
МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП)

- ГРП является одним из наиболее распространенных методов стимуляции скважин на месторождениях углеводородов, который может существенно увеличить прирост добычи.
- ГРП заключается в нагнетании флюида в пласт под давлением, достаточно высоким, чтобы вызвать разрыв пласта.
- Порода разрывается по плоскости минимальной прочности (перпендикулярно к наименьшему напряжению в пласте).

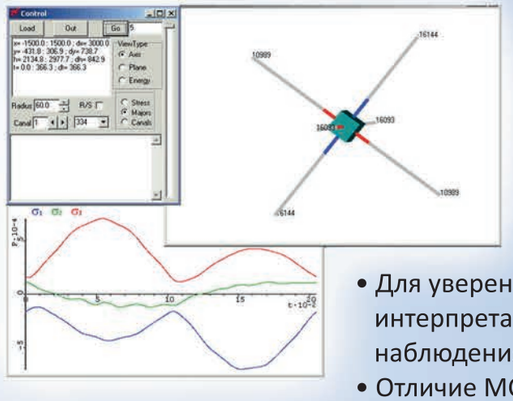
ТЕХНОЛОГИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА (МСМ)

- В процессе подготовки и проведения ГРП происходит много событий, каждое из которых является источником сейсмического излучения;
- МСМ дает распределение источников сейсмической эмиссии в пространстве и во времени;
- Уровень сейсмических сигналов, образующихся при гидравлическом разрыве, ниже уровня естественных сейсмических шумов;
- Для уверенного выделения и интерпретации событий, происходящих в толще породы, необходимо большое количества приемных пунктов и длительные наблюдения.

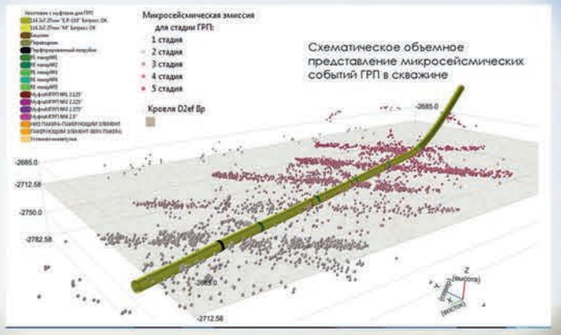


при подготовке и проведении ГРП, при эксплуатации объектов УВ

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МСМ



- Тензорный анализ позволяет судить о напряженно-деформированном состоянии изучаемого природного объекта (динамические характеристики).
- Диаметр расстановки полевого оборудования подбирается соизмеримо с двойной глубиной интервала исследования.
- Для уверенного выделения события и его последующей интерпретации необходимо большое количество точек наблюдения (1000-2000 пунктов приема).
- Отличие МСМ от технологии 4D-МОГТ состоит в том, что реализуется непрерывное, неограниченное во времени изучение проходящих на месторождении процессов.



МСМ позволяет решать следующие задачи:

- мониторинг зон трещиноватости, включая контроль геометрии трещин;
- мониторинг фронта вытеснения при закачке вытесняющего агента в продуктивные пласты;
- пассивный мониторинг зоны дренирования (питания) добывающих скважин;
- выявление разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважины;
- идентификация трещинно-кавернозных пород-коллекторов.

Телефон: +7(85594) 7-75-12, 4-05-33. Факс: +7(85594) 7-75-87
e-mail: tng@tng.ru, http://www.tng.ru

ТНГ-ГРУПП

РЕКЛАМА

ЛЕГЕНДАРНЫЙ ГЕНЕРАТОР

Дмитрий Киргизов
заместитель начальника Научно-технического управления компании ТНГ-Групп, к.т.н.

В ЭТОМ ГОДУ ИСПОЛНИЛОСЬ 55 ЛЕТ С ПЕРВОГО ПОЛЕВОГО ИСПЫТАНИЯ ЛЕГЕНДАРНОГО ПРИБОРА ТНГ-ГРУПП – ГЕНЕРАТОРА НЕЙТРОНОВ СОБСТВЕННОЙ РАЗРАБОТКИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО ОПРЕДЕЛЯТЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ ИССЛЕДУЕМЫХ ПЛАСТОВ. КАК ОН СОВЕРШЕНСТВОВАЛСЯ ВСЕ ЭТИ ГОДЫ, МЫ ПОПРОСИЛИ РАССКАЗАТЬ КАНДИДАТА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК, ЗАМЕСТИТЕЛЯ НАЧАЛЬНИКА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ ТНГ-ГРУПП ДМИТРИЯ КИРГИЗОВА

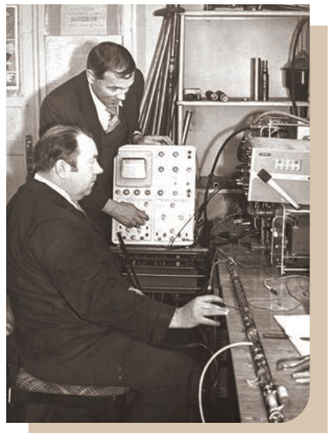
THIS YEAR MARKS 55 YEARS SINCE THE FIRST FIELD TEST OF THE LEGENDARY TNG-GROUP INSTRUMENT – A NEUTRON GENERATOR OF ITS OWN DESIGN, WHICH ALLOWS IDENTIFYING THE OIL SATURATION OF THE STUDIED SHELVES. HOW IT HAS BEEN IMPROVING ALL THESE YEARS, WE ASKED DMITRI KIRGIZOV, CANDIDATE OF ENGINEERING SCIENCES, DEPUTY HEAD OF THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL DEPARTMENT OF TNG-GROUP

Ключевые слова: *генератор нейтронов, нефтенасыщенность пласта, аппаратно-методический комплекс, импульсный нейтронный каротаж, исследование скважины.*

УДК 539.152; 550.839

– Дмитрий Иванович, вы ученик одного из «родителей»-разработчиков генератора нейтронов, уникального специалиста в области экспериментальной ядерной физики Льва Николаевича Воронкова, наверняка слышали историю создания «из первых уст»?

– Это действительно впечатляющая и вызывающая уважение история о том, как в 1965 году в тресте «Татнефтегеофизика» был создан малогабаритный импульсный генератор нейтронов и впервые в мировой практике неподалеку от поселка Карабаш возле скважины № 1124 проведен импульсный нейтронный каротаж (ИНК) в фонтанной нефтяной скважине без ее остановки, без подъема скважинного оборудования.



Настройка ИГН. *1978 г.*

Это был революционный шаг, обеспечивающий достоверную оценку текущего состояния нефтяных пластов. В развитие этого направления особый вклад внесли кандидат технических наук Евгений Борисович Бланков, кандидат технических наук Фёдор Александрович Куриленко и лауреат Государственной премии СССР в области науки и техники Лев Николаевич Воронков.

Л.Н. Воронков

Благодаря совместной творческой работе талантливых ученых и увлеченных общим делом разработчиков аппаратуры, методистов, геологов, интерпретаторов и полевых операторов и стал возможным такой прорыв.

Одновременно с разработкой аппаратуры в опытно-методической партии № 30 создавалась методика исследования фонтанирующих скважин импульсным нейтронным гамма каротажем (ИНГК). Сотрудники ОМП-30 внедрили новый вид каротажа: нейтронно-активационный углеродно-кислородный каротаж на основе регистрации жесткого тормозного гамма-излучения.

В 1982 году начальнику ОМП-30 Л.Н. Воронкову была присуждена Государственная премия СССР в области науки и техники. Лев Николаевич весь свой многолетний трудовой путь прошел в Научно-техническом управлении, ни разу ему не изменив.

Генератор нейтронов

Из воспоминаний Э.П. Халабуды, управляющего трестом, позднее производственным объединением «Татнефтегеофизика» в 1966–1995 годы:

«Главный инженер НТУ Лев Воронков был в ту пору начальником партии, свозил в Москву исследования по генераторам нейтронов, привез рецензию. Довольный. Читаю я ее. И вдруг натыкаюсь на фразу: все это имеет большое значение как для ученых, так и для производства веников...

А при чем здесь веники? Задаю вопрос Воронкову. Все захохотали. Лев Борисович на дыбы: издеваешься, дескать, дай сюда, не может быть. Смотрит – в самом деле, веников... Взяли подлинник, читаем: «для ученых и производственников...» Оказывается, это машинистка текст слегка подкорректировала и получилось «для производства веников...» Потом долго посмеивались, вспоминая о нашем достижении – генераторах для производства веников.

Но если говорить серьезно, то таких приборов в мире еще не видывали. Ведь генератор нейтронов – это своего рода миниатюрный атомный реактор размером с ладонь, который геофизики опускали в скважину для проведения очень важных эксклюзивных исследований. Таким образом, скважине ставился диагноз, определялись все данные состояния ее здоровья».

– А как шла разработка аппаратурно-методического комплекса на основе импульсного генератора нейтронов?

– Хочу, чтобы была понятна сложность задачи. Представьте, что внутри прибора диаметром 3–4 см необходимо создать и передать на излучающий элемент (нейтронную трубку) напряжение равное 120 тысячам вольт. При этом расстояние искрового разряда (пробоя) в воздухе для иголок составляет 10 000 вольт на 1 см. Добавьте к этому мощную электромагнитную помеху от плазменного разряда в нейтронной трубке, которая сбивает работу процессора. Решить эту задачу то же самое, что заставить работать сотовый телефон внутри микроволновки. Но, несмотря ни на что, комплекс был создан.

Аппаратурно-методические разработки ОМП № 30 были удостоены трех золотых, трех серебряных и пяти бронзовых медалей ВДНХ и многочисленных дипломов международных выставок

– Вернемся к генератору нейтронов. Сколько полевых испытаний прошел прибор прежде, чем поступил на вооружение геофизиков?

– После первого полевого испытания было еще множество других испытаний импульсных генераторов нейтронов, разработанных как в Бугульме, так и в Москве.

Заместитель главы Минтопэнерго России В.З. Гарипов знакомится с продукцией опытного производства

Трест «Татнефтегеофизика» тогда сотрудничал с ведущими институтами, работающими в данной области науки. Бугульма и Ромашкинское месторождение стали полигоном, на котором проходили испытания всех разрабатываемых в Советском союзе геофизических приборов на основе генератора нейтронов. Это позволяло сотрудникам ОМП № 30 быть в курсе передовых разработок и применять их в своих приборах. Обычно испытания проводились в ОМП № 30 на протяжении от года до трех лет, затем аппаратура постепенно передавалась в производственные подразделения.

Первое испытание в скважине импульсного генератора нейтронов. *1961 г.*

– В чем преимущество импульсного генератора нейтронов перед другими приборами и методами исследований?

– Ни один другой из существующих геофизических методов не позволяет так эффективно находить границу раздела между водой, нефтью или газом через стальную обсадную колонну, а также численно определять нефтяное или газовое насыщение пластов.

Генератор нейтронов превосходит изотопные (постоянные) радиоактивные источники по количеству излучаемых в породу нейтронов в десять раз, а по энергии нейтронов в два раза. При этом он обладает свойством импульсного излучения, что позволяет исключить сигнал от ближней зоны у стальной колонны.

– Как совершенствовался прибор? Насколько сегодняшняя версия отличается от первоначальной?

– Сегодня мы обладаем наибольшим разнообразием приборов на основе управляемого генератора нейтронов среди всех российских геофизических компаний.

Мы первыми в России создали и начали работать по межтрубному пространству скважины с генератором нейтронов диаметром 3 см. Данная аппаратура получила название АИНК30-1Ц. Современные версии приборов отличаются повышенной надежностью и расширенным диапазоном рабочих температур и давлений, а также рядом дополнительных возможностей, повышающих достоверность получаемых данных.

– Когда-то разработкой генераторов нейтронов занималась отдельная опытно-методическая партия. В каком объеме продолжаются разработки сегодня и с чем это связано?

– Несмотря на реорганизацию ОМП-30 в 2018 году, работы по направлению управляемых нейтронных генераторов продолжаются. Ведется техническая и методическая поддержка производственных подразделений по ранее выпущенным приборам. По примерным расчетам только на ремонте аппаратуры нейтронного каротажа компания ТНГ-Групп ежегодно экономит несколько миллионов рублей.

– Сколько генераторов нейтронов было выпущено за эти годы? Сколько исследований и в каких регионах проведено?

– Выпущено более сотни подобных приборов. Некоторые экземпляры находятся в строю более 10 лет, конечно, после проведенных капитальных ремонтов. Ежегодно проводятся сотни исследований, особенно в последние годы, в связи с началом работ на ПХГ. Наши приборы работают в различных регионах России, Казахстана, Узбекистана.

– Каким вы видите будущее прибора-юбиляра?

– Приборы на основе управляемых генераторов нейтронов по-прежнему очень востребованы. С развитием энергонезависимых флеш-накопителей данных растет спрос на автономные приборы.

В настоящее время мы являемся единственными в России, кто обладает автономными генераторами нейтронов в малом диаметре (менее 50 мм). Именно нашими приборами проводятся эксклюзивные работы на морской буровой платформе в Каспийском море, и в этом году силами «ТНГ-АлГИС» там были проведены успешные работы по определению насыщения пластов через стальную колонну.

Я уверен, что возможности этого метода далеко не исчерпаны, и он, и наша аппаратура еще долго будут востребованы на нефтесервисном рынке. ●

Беседовала
Светлана Павлова

Большой авторитет тресту «Татнефтегеофизика» принесли работы по освоению, созданию и внедрению аппаратуры и методов, основанных на использовании импульсных генераторов нейтронов, идейным вдохновителем и идеологом которого был академик Георгий Николаевич Флёров, ведущий ученый в ядерном вооружении СССР. Работы по этому направлению проводились широким фронтом: опробуются новые модификации импульсного нейтронного каротажа, создаются промышленные методики исследований нефтяных скважин, разрабатывается и внедряется аппаратура импульсного генератора нейтронов (ИГН), проводится широкий геолого-геофизический анализ результатов использования ИГН. Все это позволило тресту выдвинуться на передовые позиции в деле использования ИГН не только в отрасли, но и в стране. Уже в 1962 году, задолго до промышленного выпуска аппаратуры ИГН в тресте начинается внедрение импульсного нейтрон-нейтронного каротажа на основе аппаратуры собственного производства.

Насколько сложные задачи стояли перед разработчиками аппаратуры такого класса, можно судить по тому факту, что аналогичная аппаратура в США была разработана только в 1968 году, то есть на три года позднее.

KEYWORDS: *neutron generator, oil saturation of the reservoir, hardware and methodological complex, pulsed neutron logging, well investigation.*

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

Neftegaz.RU

B2B-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

Сколько компаний уже выбрали Маркет?

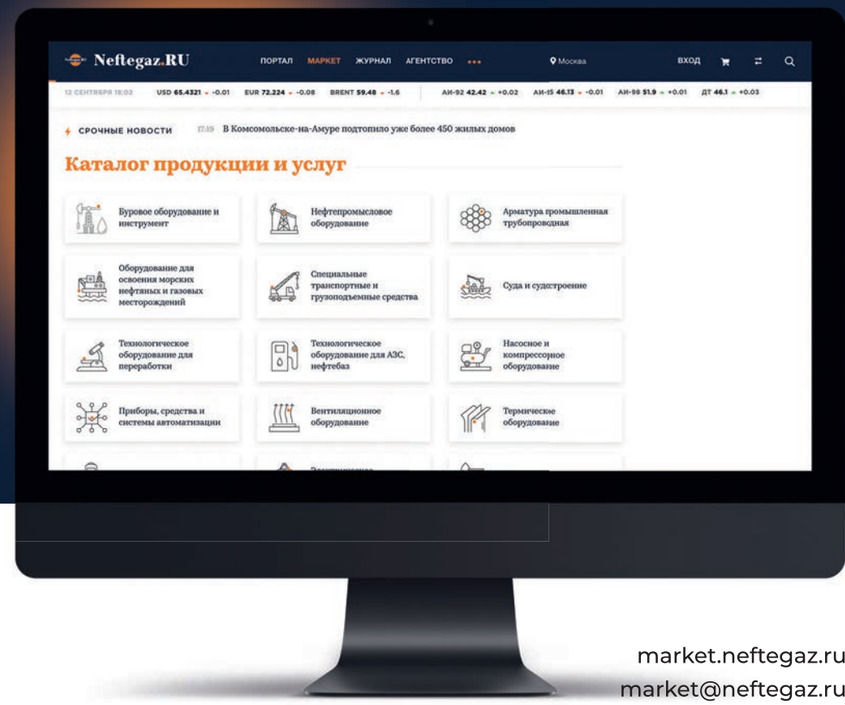
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.

Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!



market.neftegaz.ru
market@neftegaz.ru

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА
В УСЛОВИЯХ ШОКОВ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЫНКОВ

УДК 338

ШОКИ НА МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЫНКАХ 2020 ГОДА ЗАСТАВИЛИ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОРПОРАЦИИ И ПРАВИТЕЛЬСТВА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАН ПЕРЕОЦЕНИТЬ ПОРТФЕЛИ СОБСТВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ АКТИВОВ И ПЕРЕОСМЫСЛИТЬ СТРАТЕГИИ ИХ РАЗВИТИЯ. ОДНИМ ИЗ ВОПРОСОВ СТАЛА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ОСВОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ВВИДУ ВЫСОКОЙ СЛОЖНОСТИ И, СООТВЕТСТВЕННО, ЗАТРАТНОСТИ ЭТИХ ПРОЕКТОВ

THE SHOCKS IN THE GLOBAL OIL AND GAS MARKETS IN 2020 FORCED OIL AND GAS CORPORATIONS AND THE GOVERNMENTS OF OIL-PRODUCING COUNTRIES TO RE-EVALUATE THEIR OWN ENERGY ASSET PORTFOLIOS AND RETHINK THEIR DEVELOPMENT STRATEGIES. ONE OF THE ISSUES WAS THE FEASIBILITY OF THE DEVELOPMENT AND EXPLOITATION OF SHELF DEPOSITS DUE TO THE HIGH COMPLEXITY AND, ACCORDINGLY, THE COST OF THESE PROJECTS

Ключевые слова: *нефтегазовый рынок, энергетические активы, освоение шельфовых месторождений, запасы нефти на шельфе, кризис.*

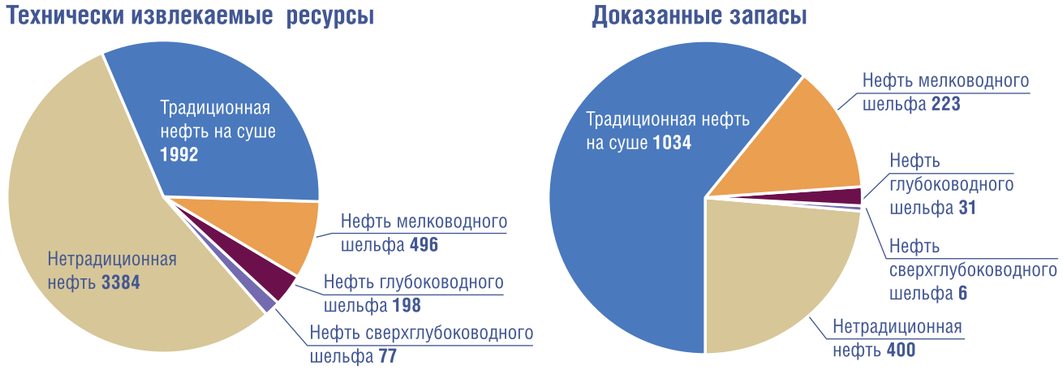
Курдин Александр Александрович

ст.н.с. экономического факультета МГУ им. Ломоносова, руководитель исследований Управления по ТЭК Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации, ст.н.с. РАНХиГС при Президенте РФ, к.э.н.

Месторождения шельфа нередко особо позиционируются как весьма «особенные» источники углеводородов – более дорогостоящие, более сложные, требующие специальных технологий, в том числе уникальных. Эта специфика сохраняет актуальность и в международном контексте. Так, Международное энергетическое агентство (МЭА), в рамках «семейства» своих прогнозов в 2018 году опубликовало и специальный прогноз развития «морской» энергетики (Offshore Energy Outlook), в составе которой особое место занимает разработка шельфовых месторождений нефти и газа. Приведенные в этом издании оценки значимости морских месторождений с точки зрения запасов подтверждают обоснованность специального рассмотрения добычи на шельфе, в том числе при сложившейся неблагоприятной конъюнктуре (рисунок 1).

Опыт прошлого кризиса на нефтяном рынке (2014–2016 годов) позволяет сделать некоторые выводы относительно шельфовой добычи. Действительно, как и можно было ожидать, относительно дорогостоящая шельфовая добыча

РИС. 1. Ресурсы и запасы нефти на шельфе, млрд барр.



Источник: *International Energy Agency. Offshore Energy Outlook 2018*

понесла тогда более серьезный ущерб от кризиса. В частности, к 2016 году объем ежегодно одобряемых инвестпроектов на шельфе снизился на 60% к среднему уровню за период с 2000 года, в то время как по сухопутным проектам такое сокращение составило лишь 35%. С другой стороны, сложная ситуация в этом сегменте способствовала и снижению издержек: вынужденная экономия операторов месторождений заставила задействовать резервы повышения эффективности – к примеру, стоимость глубоководного бурения за 2014–2017 годы также снизилась более чем на 60%, а в целом издержки реализации шельфовых проектов сократились в большей степени сравнительно с издержками разработки углеводородов на суше. В результате цена безубыточности для шельфовых проектов резко снизилась – на основе ряда проектов это снижение можно оценить как двукратное: с примерно 80 долл./барр. до 35–40 долл./барр. за период кризиса 2014–2016 годов. Такое повышение операционной эффективности создало запас прочности для компаний и на кризис 2020 года.

Во втором квартале 2020 г., в момент наиболее глубокого падения цены на нефть опускались в район 20 долл. / барр., но такое снижение длилось не более месяца, в основном в апреле. Впоследствии, после вступления в силу соглашения ОПЕК+ с мая 2020 г., цены достаточно быстро, к июню, повысились до 40 долл./барр., что превышало указанный выше уровень цены безубыточности.

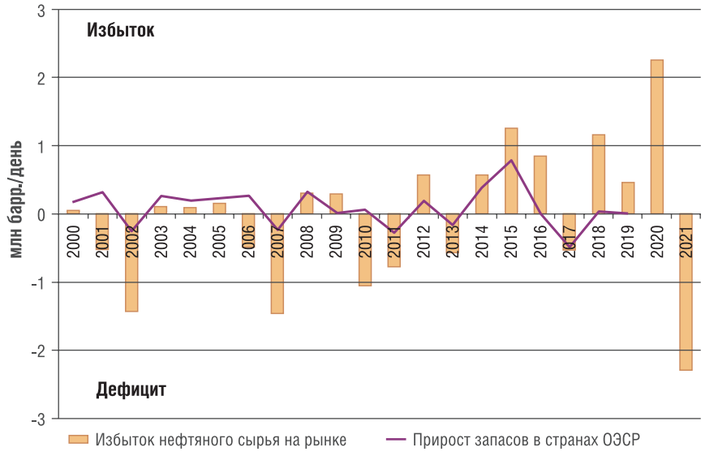
Таким образом, уже уровень цен лета 2020 г. позволял говорить об окупаемости проектов на шельфе. Правда, в отличие от кризиса середины 2010-х годов, на этот раз в России не произошло настолько серьезной девальвации рубля, что не позволило российским компаниям сэкономить на номинированных в рублях издержках.

Кризис на рынке нефти в 2020 году оказался намного более острым, чем кризис 2014–2016 годов с точки зрения масштаба избытка энергоресурсов. Избыток нефти в 2020 году был подобен суммарному избытку нефти в 2014–2016 годах, но только он был образован лишь за один год, а не за три. В 2008–2009 годах масштаб избытка нефти и вовсе был несопоставимо меньше (рисунок 2).

Кризис 2020 года имеет «гибридный» характер, в отличие от двух предыдущих кризисов на нефтяном рынке. С одной стороны, имел место быстрый рост предложения нефти из Северной Америки вплоть до 2020 года – в этом общность данного кризиса с шоком 2014–2016 годов. Это повышение добычи потенциально могло бы сделать бессмысленными умеренные сокращения квот ОПЕК (или ОПЕК+).

С другой стороны, случился и резкий спад спроса – по сценарию кризиса 2008–2009 года, но только существенно острее. В этих условиях умеренные компромиссы государств в нефтедобывающих странах, в частности в рамках действовавшего на момент начала 2020 года соглашения ОПЕК+, не могли ничего решить.

РИС. 2. Баланс нефти на глобальном рынке (2020 и 2021 – прогноз), млн барр. /день



Источник: *МЭА (IEA Monthly Oil Data Service), оценки Аналитического центра при Правительстве РФ*

Но фактически скорость и степень координации государств при реакции на кризис также оказались существенно выше, чем в предыдущих случаях, и благодаря новому соглашению ОПЕК+ о сокращении добычи уже в 2021 году этот колоссальный избыток должен быть полностью компенсирован дефицитом, т.е. дополнительные запасы, сформированные в 2020 году, должны быть «расчищены» за год – полтора, по крайней мере в соответствии с оценками, сделанными осенью 2020 г. при условии отсутствия новых шоков спроса, подобных шоку второго квартала 2020 г.

Несмотря на риски «второй волны», в базовых сценариях МЭА и других ведущих аналитиков (ОПЕК, Управление энергетической информации США) уже во втором полугодии 2020 г. спрос отыгрывает более половины кризисных потерь К концу 2021 года практически восстановится до предкризисного уровня потребление нефти в развивающихся странах, в мире в целом – чуть позже.

Предложение нефти в 2020 году предположительно удастся удержать достаточно близко к минимальным уровням, достигнутым благодаря новому соглашению ОПЕК+. Несмотря на некоторое ослабление квот по этому соглашению в 2021 году, умеренное восстановление добычи (в том числе и благодаря постепенному повышению производства в Северной Америке) позволит, скорее всего, поддерживать дефицит, необходимый для «расчистки» запасов.

В результате на протяжении по крайней мере шести кварталов в 2020 и 2021 годах на рынке будет дефицит нефти, приводящий к постепенному снижению запасов до нормального уровня и обеспечивающий краткосрочную поддержку ценам.

В этих условиях большинство ценовых прогнозов (УЭИ США, МВФ, Всемирный банк) в середине 2020 года ориентировались на уровень цен в диапазоне от 40 до 50 долл./барр. на 2021 год. В дальнейшем, по мере восстановления мировой экономики, пусть и при прекращении действия соглашения ОПЕК+ в части экстремального сокращения добычи, можно ожидать и дальнейшего роста цен – в частности, Всемирный банк ориентировался на их возрастание до 70 долл./барр. к 2030 году.

Такая ценовая динамика дает неплохие перспективы шельфовым проектам, пусть даже их резервы повышения эффективности были в основном реализованы в ходе предыдущего кризиса, и новые возможности снижения издержек неочевидны. Но и достигнутая цена безубыточности в районе 35–40 долл./барр. позволяет рассчитывать на значительную рентабельность, конечно же, при разумной налоговой политике, обеспечивающей компаниям стимулы и возможности для инвестиций, в том числе с учетом истощения их средств под влиянием острого кризиса 2020 года.

В целом инвестиции в шельфовые проекты были весьма важны для глобальной нефтяной отрасли на протяжении всех 2010-х годов, особенно для западных нефтяных мейджоров (международных нефтяных компаний) – в первой половине 2010-х годов, до предыдущего нефтяного шока, доля шельфовых проектов в инвестиционном портфеле таких компаний составляла, по оценке МЭА, около половины, а потом она несколько снизилась, но все равно превышала 40% в 2019 году, несмотря на сложности конъюнктуры, так что инвестиционная привлекательность шельфа относительно устойчива.

Но кризис 2020 года безусловно нанес серьезный удар по инвестиционному потенциалу ТЭК в целом и нефтегазовой отрасли в частности. В 2020 году инвестиции нефтегазовых компаний могут сократиться почти на треть относительно уровня 2019 года, или почти на 250 млрд долл. Этот уровень сам по себе недостаточен для поддержания устойчивой добычи в следующем десятилетии, что способно привести к дефициту нефти в среднесрочной перспективе. МЭА предполагает, что провал инвестиций в нефтяную отрасль в 2020 году приведет к сокращению добычи в 2025 году на 2,5 млн барр./день, при ужесточении ограничений. Но возможен и уход с рынка 9 млн барр./день, если недостаток инвестиций продлится несколько лет.

В результате колебания капиталовложений, выливающиеся в том числе в недостаточное использование потенциала шельфа, способны породить новый цикл нестабильности на энергетических рынках с новым дефицитом нефти, последующим избыточным притоком капитала в отрасль и далее с появлением очередного момента перепроизводства.

Интересы государств – и импортеров, и экспортеров – состоят в предотвращении избыточных колебаний конъюнктуры и в обеспечении планомерности капиталовложений, в частности в шельфовые месторождения. Это обусловливает следующую оценку государственной политики России в части освоения шельфа.

Государственная поддержка добычи на шельфе должна быть сохранена для действующих проектов, чтобы обеспечить стабильность условий для инвесторов и предотвратить заметный спад добычи на шельфе, которая сейчас заняла существенное место в структуре как мировых, так и российских поставок (в России – около 30 млн т в 2020 году).

Но дополнительное субсидирование выпуска (включая расширенные льготы по налогам и пошлинам) представляется сомнительным шагом – скорее всего, оно столкнется с другими ограничивающими факторами, прежде всего технологическим в условиях сохранения санкций, ослабление которых пока не представляется вероятным.

В то же время сложившиеся рыночные условия не настолько плохи, чтобы сворачивались шельфовые проекты без дополнительной финансовой господдержки. В связи с этим целесообразно сместить акцент на поддержку разработки и внедрения арктических технологий, а также на развитие транспортной и энергетической инфраструктуры в Арктической зоне России. ●

Исследования для подготовки данной статьи поддержаны грантом РФФИ 18-010-00974 А «Разработка модели управления ресурсным потенциалом территорий».

Keywords: *oil and gas market, energy assets, development of offshore fields, oil reserves on the shelf, crisis.*

ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС
ПЕТРОВСКАЯ ДОМИНАНТА

Санкт-Петербург,
Петровская коса, д. 7/2

КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА
В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

Бизнес-класс на Петровском острове
Видовые 1-7-комнатные квартиры
Квартиры площадью до 280 м²
Панорамные окна и террасы
Кухни-гостиные до 40 м2
Окна в ванных комнатах и гардеробных
Закрытая охраняемая территория
Отапливаемый паркинг

Группа Эталон | 380-05-25 |
Застройщик АО «Эталон ЛенСпецСМУ». Адрес строительства: Санкт-Петербург, Петровская коса, 7/2. С проектной декларацией можно ознакомиться на https://наш.дом.рф Работаем по 214-ФЗ.

«ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ»: 90 лет в строительной отрасли

УДК 69.05

ГЛЯДЯ НА ХОД ИСТОРИИ С ВЫСОТЫ ПРОЙДЕННОГО ПУТИ СТАНОВИТСЯ ЗАМЕТНО, ЧТО ДЛЯ КАЖДОГО ПЕРИОДА ХАРАКТЕРНЫ СВОИ ОСОБЕННОСТИ, НЕОБХОДИМЫЕ ИМЕННО НА ТОМ ОТРЕЗКЕ ВРЕМЕНИ. РАЗВИВАЯСЬ СОГЛАСНО ЭТОМУ ЗАКОНУ, «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» СОВЕРШАЛ СВОИ ШАГИ В ЖИЗНИ ОТРАСЛИ. СЕГОДНЯ, ОГЛЯДЫВАЯСЬ НА ДЕВЯНОСТО ЛЕТ НАЗАД, КОГДА ТОЛЬКО НАЧИНАЛАСЬ ИСТОРИЯ КОМПАНИИ, МОЖНО УВИДЕТЬ, КАК МНОГОЕ ИЗМЕНИЛОСЬ ЗА ЭТО ВРЕМЯ. НАД КАКИМИ ПРОЕКТАМИ РАБОТАЕТ СЕГОДНЯ ОДНО ИЗ СТАРЕЙШИХ ПРЕДПРИЯИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА?

LOOKING AT THE COURSE OF HISTORY FROM THE HEIGHT OF THE TRAVERSED PATH, IT BECOMES NOTICEABLE THAT EACH PERIOD HAS ITS OWN CHARACTERISTICS THAT ARE NECESSARY PRECISELY FOR THAT PERIOD OF TIME. DEVELOPING IN ACCORDANCE WITH THIS LAW, "TRUST KOKSOKHIMMONTAZH" TOOK ITS STEPS IN THE LIFE OF INDUSTRY. TODAY, LOOKING BACK AT NINETY YEARS AGO, WHEN THE HISTORY OF THE COMPANY WAS JUST BEGINNING, YOU CAN SEE HOW MUCH HAS CHANGED DURING THIS TIME. WHAT PROJECTS ARE WORKING TODAY ONE OF THE OLDEST ENTERPRISES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY?

Ключевые слова: *резервуары, хранение жидких углеводородов, строительство в нефтегазовой отрасли, коксовые батареи, химическая промышленность.*

Лизункова Дарина
директор по качеству
АО «Трест Коксохиммонтаж»

АО «Трест Коксохиммонтаж» вот уже 90 лет вносит свой вклад в развитие химической, металлургической и нефтегазовой промышленности России. Всего 10 лет назад основной объем работ, выполняемых специалистами «Трест Коксохиммонтаж», составляло сооружение мощностей для перевалки и хранения жидких углеводородов. Но за последнюю пятилетку функционал компании расширился.

Большой шаг в «большую химию»

Компания развивает ряд направлений, которые определят, в том числе, ее будущее. Одно из них – возвращение в «большую химию». За истекший период сдано в эксплуатацию несколько объектов для предприятий отрасли. Один из самых крупных – производство аммиака – «Аммиак-4» в Великом Новгороде. Особенность проекта в том, что установка была построена всего за два года, при этом все этапы работ, от «котлована» до пуска, были реализованы силами работников «Треста КХМ». Объекты «большой химии» такого уровня не строились в России уже 25 лет.

В июле 2016 года «Аммиак-4» был запущен в эксплуатацию.

Не менее знаковым стало строительство установки производства гранулированного карбамида мощностью 1500 тонн в сутки в г. Череповец Вологодской области, реализованное в 2017 году. Такие объекты не строились в России более 15 лет.

Батарея с ресурсом в 60 лет

Расширение горизонтов происходит не только благодаря освоению новых видов деятельности, но и за счет возврата к ранее оставленным направлениям. Компании удалось сохранить команду высококлассных уникальных специалистов и сегодня «Трест Коксохиммонтаж» возобновил производство одного из самых востребованных в металлургической промышленности продуктов – коксовых батарей.

Была проведена модернизация, а фактически новое сооружение коксовой батареи № 4. Это та самая легендарная батарея, которую «Трест КХМ» построил в 1958 году, она отработала почти 60 лет! Конечно, износилась физически и морально. Поэтому руководством «Северстали» было принято решение о ее демонтаже и строительство на ее месте нового агрегата, более соответствующего

коксохиммонтаж

Вехи истории компании

1938 – Период индустриализации СССР, построено 7 коксовых батарей

1946 – За весомый вклад в победу в Великой отечественной войне Коксохиммонтажу отдано Красное Знамя на вечное хранение

1958 – Химизация народного хозяйства страны, расширение поля деятельности на стройках химических производств

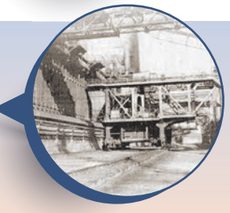
1990 – Освоено новое направление – резервуаростроение

2006 – Освоено обустройство газовых и нефтяных месторождений

2020 – Модернизация собственных производственных мощностей

1930 – Год основания Треста «Коксохиммонтаж»

1943 – Эвакуация производства с Украины на Урал, с нуля построено 3 коксовые батареи под открытым небом, сооружение каждой длилось не более 200 суток



1950 – За успешное выполнение заданий по восстановлению металлургии страны Трест «Коксохиммонтаж» был награжден орденом Трудового Красного Знамени

1982 – За достижение в строительстве объектов черной металлургии и минеральных удобрений Коксохиммонтаж награжден орденом Октябрьской революции

1996 – Освоено сооружение нефтеперевалочных комплексов

2009 – Освоено сооружение производств сжиженного природного газа

90 лет «Трест Коксохиммонтаж» вносит значительный вклад в развитие химической, металлургической и нефтегазовой промышленности России

текущим вызовам и более экологичного. В ноябре 2018 года батарея №4 запущена в эксплуатацию.

Сейчас продолжается работа на двух металлургических комбинатах по строительству агрегатов с применением инновационных для нашей страны технологий – технология загрузки шахты с вибротрамбованием, позволяющая металлургам снизить затраты на выплавку стали, а также уменьшить себестоимость продукции. При этом существенно снизится негативное воздействие производства на атмосферу.

СПГ-проекты: «Трест КХМ» в высоких широтах

В 2006–2007 годах АО «Трест КХМ» принимал участие в реализации «СПГ-проекта» на острове Сахалин. Это проект «Сахалин-2», который являлся первым, на тот момент, в Российской Федерации проектом по сжижению природного газа. В этом проекте хедлайнером были иностранные компании, а АО «Трест КХМ» выступил как подрядная организация.

Уже в декабре 2017 года был запущен уникальный по всем показателям проект, инновационный для мирового сообщества – крупнотоннажный завод по сжижению газа «Ямал-СПГ», не имеющий аналогов по месту своего нахождения – это суровый полярный регион со сплошным климатическим экстримом, также уникальны условия его реализации и сегодняшней производственной деятельности. АО «Трест КХМ» выполнил значительную часть работ в реализации этого сверхсовременного проекта. По отзывам заказчика участие в нем компании было очень эффективным. Это первый проект, выполненный в таком масштабе за Полярным кругом.

«Трест Коксохиммонтаж», несмотря на почтенный возраст, не стареет!

В апреле 2019 года введен в эксплуатацию среднетоннажный завод по производству СПГ в городе Высоцке. Что примечательно – проект выполнен за 15 месяцев исключительно российскими специалистами. На реализации проекта работало несколько компаний, значительную часть работы выполнили специалисты «Треста КХМ».

Пуск объекта по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк Ленинградской области – это возможность использовать потенциал для монетизации газовых ресурсов на новых направлениях, как внутри страны (в первую очередь, Калининградская и Ленинградская области), так и за ее пределами – в страны Балтийского региона.

В августе 2020 закончено строительство малотоннажного завода по производству СПГ в Магнитогорске мощностью 40 тыс. тонн в год. Продукцией завода является сжиженный природный газ и очищенный природный газ для промышленного-бытового применения.

Времена меняются – традиции неизменны

Сегодня Коксохиммонтажу – 90 лет, таких в стране практически не осталось. Организация, прошла индустриализацию, годы репрессий, Великую Отечественную войну, послевоенное восстановление, перестройку, в том числе жизненного уклада, политического устройства, общественно-экономической формации… Трудное время. Но Трест прошел через это трудное время не только сохранив, но и приумножив технический, моральный и человеческий потенциал. Это стало возможным благодаря тому, что главные принципы жизнедеятельности Треста, заложенные в далеком 1930 году – верность традициям, преданность Родине и ее интересам – стали основными для всех поколений Коксохиммонтажа. ●

KEYWORDS: *reservoirs, storage of liquid hydrocarbons, construction in the oil and gas industry, coke batteries, chemical industry.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2021
26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.neftegaz-expo.ru

Реклама
12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
VDMA Process Plant and Equipment
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА
Messe Düsseldorf

МОРСКИЕ НЕДРА РОССИИ

Состояние изученности ресурсной базы

МОРСКОЙ ФИЛИАЛ РОСГЕОЛФОНДА ФОРМИРУЕТ И ВЕДЕТ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ФОНД ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И БАНК ДАННЫХ ПЕРВИЧНОЙ И ИНТЕРПРЕТИРОВАННОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ, ВНУТРЕННИХ МОРСКИХ ВОДАХ, ТЕРРИТОРИАЛЬНОМ МОРЕ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ К НЕМУ СУХОПУТНОЙ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, В АРКТИКЕ И АНТАРКТИКЕ, НА АРХИПЕЛАГЕ ШПИЦБЕРГЕН И В МИРОВОМ ОКЕАНЕ

THE MARINE BRANCH OF ROSGEOLFOND PERFORMS WORK RELATED TO THE FORMATION AND MAINTENANCE OF A SPECIALIZED FUND OF GEOLOGICAL INFORMATION (MORGEOLFOND), THE FORMATION AND MAINTENANCE OF A SPECIALIZED DATA BANK OF PRIMARY AND INTERPRETED GEOLOGICAL INFORMATION (MORGEOBANK) ON THE CONTINENTAL SHELF, INTERNAL SEA WATERS, TERRITORIAL SEA AND ADJACENT LAND TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION, IN THE ARCTIC AND ANTARCTIC, IN THE SVALBARD ARCHIPELAGO AND IN THE WORLD OCEAN

Ключевые слова: *ресурсная база, геологоразведка, банк данных, внутренние воды, континентальный шельф.*

Устьянцев Виктор Леонидович
директор Морского филиала, Почетный разведчик недр

Шумейкина Наталия Евгеньевна
главный геолог Морского филиала

Калиниченко Ольга Владимировна
начальник отдела формирования и ведения Моргеолфонда, изученности и кадастра месторождений шельфа

Лукьянова Светлана Юсуфовна
начальник отдела Формирования и ведения Моргеобанка

Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд»

УДК 550.8.05

В настоящее время Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд» является крупнейшим в России хранилищем геолого-геофизической информации по континентальному шельфу, внутренним морским водам, территориальному морю и сопредельной суше Российской Федерации, в Арктике и Антарктике, на архипелаге Шпицберген и в Мировом океане.

В хранилищах Моргеобанка находится первичная и интерпретированная геологическая информация по морским работам общим объемом ~3 Пб.

В цифровых архивах Моргеолфонда хранятся 6055 документов о результатах морских ГРР.

Моргеобанк включает в себя такие информационные ресурсы, как сейсморазведочные данные (2D-данные – 1 473 437 км и 3D-данные – 144 890 кв. км), первичные 2D-данные по Мировому океану – 260 851 км, данные гравиметрии и магнитометрии – 93 225 769 физ./набл., данные сонарного и многолучевого эхолотирования –133 объекта, геологическое опробование донных грунтов и ВЧР – 152 613 станций, материалы геолого-геофизической изученности – 3348 рейсов НИС/объектов ГРР, геофизические исследования морских и прибрежных скважин – 2150 скважин.

Каталог Моргеобанка содержит 1168 информационных объектов с результатами исследований по 32 видам геолого-геофизических методов (рис. 1).

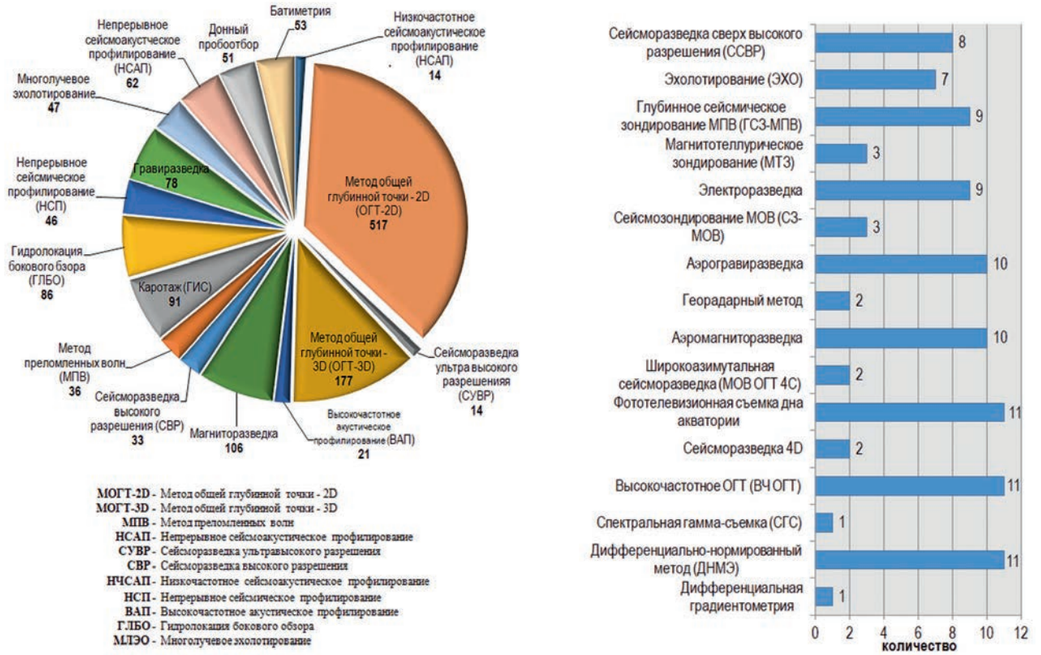
Основной объем информации составляют данные сейсморазведочных работ (ОГТ-2D/3D, МПВ, сейсмоакустическое профилирование), данные гравиразведки и магниторазведки.

Хранятся данные гидролокации бокового обзора, многолучевого эхолотирования, батиметрии, каротажа скважин, донного пробоотбора и других видов исследований.

В цифровых архивах Моргеолфонда хранятся 6055 документов, в том числе 3473 геологических отчета о результатах морских ГРР.

Практически все информационные ресурсы Моргеобанка, включая

РИС. 1. Распределение объёмов геологической информации Моргеобанка по методам ГРР



первичные и результирующие данные, переведены на современные носители. В Морском филиале нет первичной информации, представленной на устаревших носителях и в архаичных форматах.

Регулярно выполняется обновление типов архивных носителей, используемых для создания резервных копий Моргеобанка.

В связи с интенсивным информационным обслуживанием недропользователей, связанным с подбором, подготовкой и копированием геолого-геофизических данных, достаточно регулярно выполняется контроль качества сохранения и считывания информации, хранящейся на архивных копиях.

Все данные хранятся в специальных хранилищах, имеющих кондиционирование воздуха и систему пожаротушения. Доступ в хранилища строго регламентирован.

Важнейшей функцией Морского филиала ФГБУ «Росгеолфонд» является ведение геолого-геофизической изученности морских акваторий Российской Федерации (рис. 2, таблица 1).

Отдел Моргеолфонд Морского филиала ФГБУ «Росгеолфонд» в непрерывном режиме осуществляет мониторинг геолого-геофизической изученности шельфа Российской Федерации и Мирового океана. Основой для ведения мониторинга изученности является база данных «Геология» по изученности шельфа Российской Федерации и Мирового океана рейсами НИС/объектами ГРР.

Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд» в установленном порядке представляет в пользование органам

ТАБЛИЦА 1. Состояние изученности фонда недр морей Российской Федерации

Море	Количество				
	структур	горизонтов	профилей	скважин*	месторождений
Азовское	90	136	4045	44	5
Балтийское	67	114	2150	36	6
Баренцево	686	1496	14241	71	13
Берингово	174	222	1339	1	
Восточно-Сибирское	141	829	1122		
Карское	733	2323	13821	12	21
Каспийское	285	470	8484	58	12
Лаптевых	522	930	2032		
Охотское	653	1114	20151	266	18
Чукотское	81	153	928		
Чёрное	158	333	5403	93	

*– в том числе 443 скв. с данными геофизических исследований

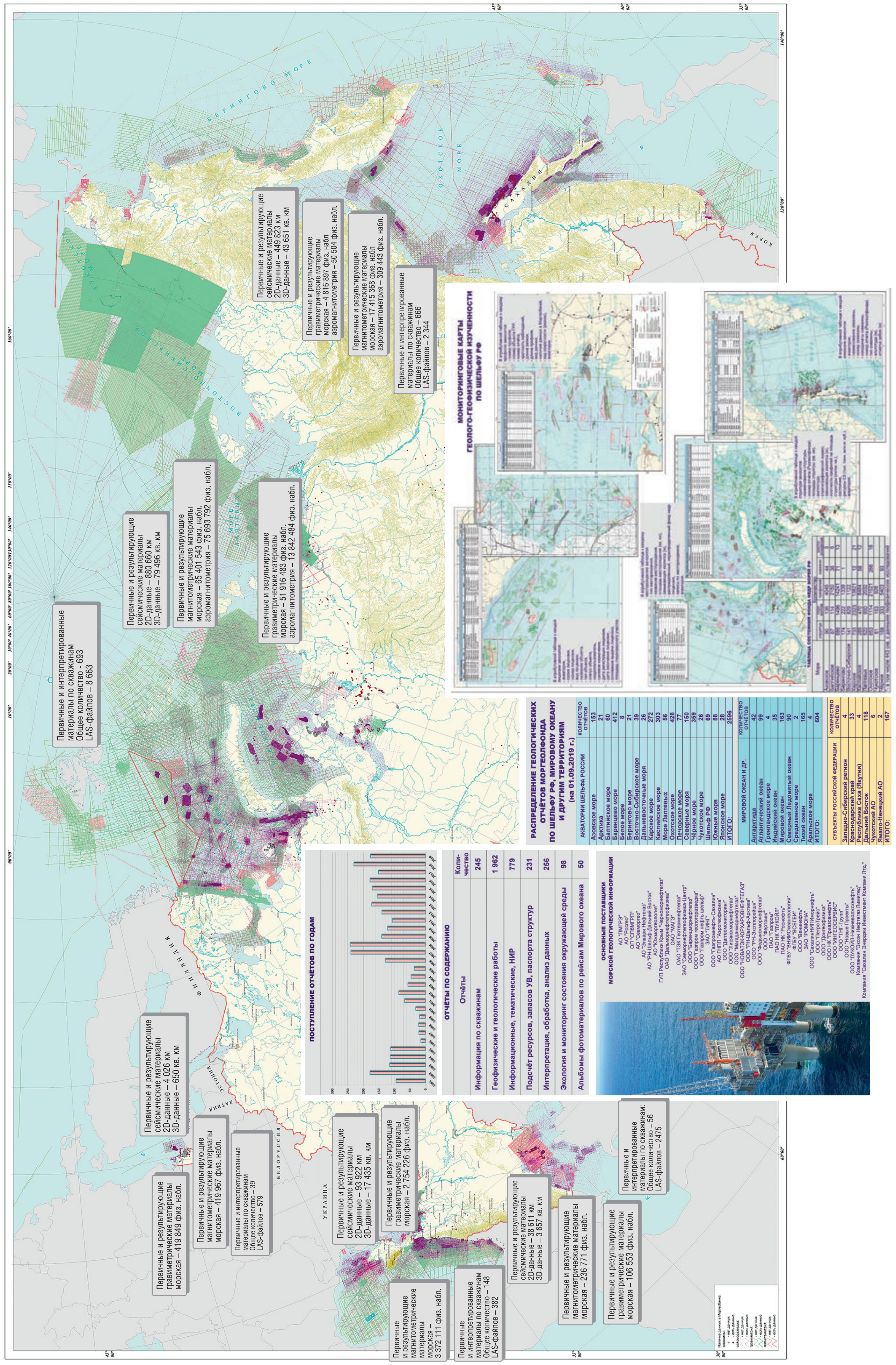


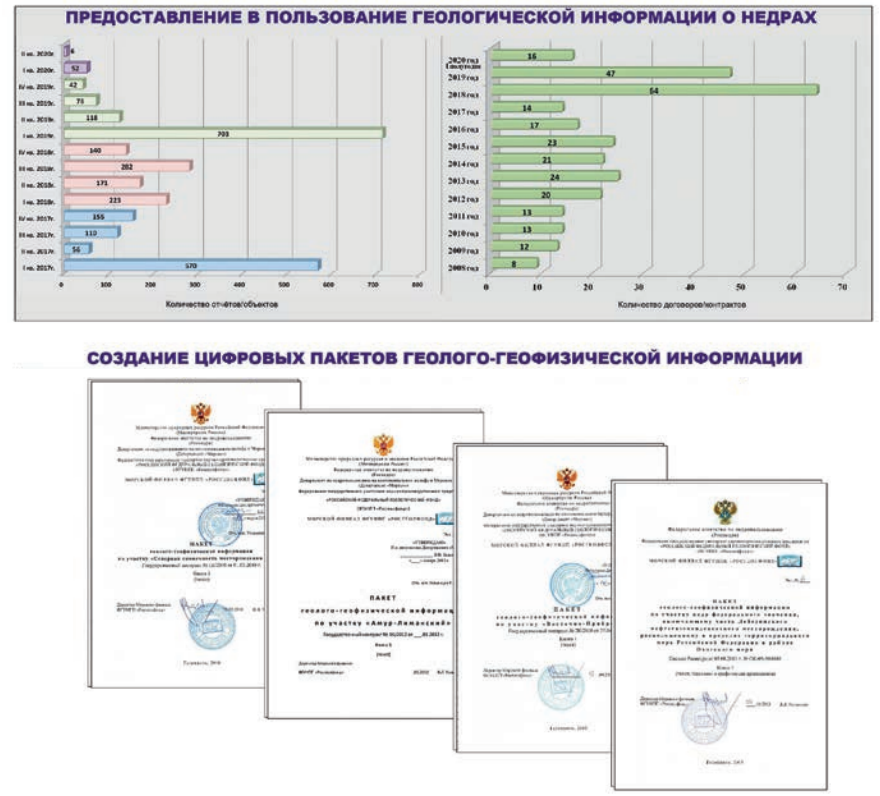
РИС. 2. Карта состояния геолого-геофизической изученности морских акваторий Российской Федерации

государственной власти, органам местного самоуправления, организациям, пользователям недр и гражданам Российской Федерации геологическую информации о недрах, полученную в результате государственного геологического изучения недр или перешедшую согласно Закону «О недрах» в правообладание Российской Федерации, а также выполняет работы по созданию цифровых мониторинговых карт состояния фонда недр и недропользования, интерактивных карт размещения месторождений и лицензионных участков, схем территориального планирования.

Также Морской филиал от имени ФГБУ «Росгеолфонд» осуществляет в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации следующие виды деятельности (не являющиеся основными) по договорам на возмездной основе с юридическими и физическими лицами:

- Оказание справочно-информационных услуг и иных услуг в соответствии со сферой деятельности Учреждения, включая подбор данных по объектам интереса недропользователей и потребителей геологической информации, в том числе с оптимизацией расходов на их копирование.
- Создание карт всех видов геологической изученности по шельфу Российской Федерации.
- Оказание услуг по копированию, сканированию и печати информации о недрах и недропользовании, включая копирование информации на электронные носители.
- Создание, пополнение и обеспечение функционирования баз, банков данных и информационных ресурсов по профилю деятельности Учреждения.
- Оказание услуг по копированию первичной и интерпретированной сейсмической, буровой, грави-магитометрической и геологической информации на электронные носители при предоставлении информации в пользование.
- Создание цифровых пакетов геолого-геофизической информации для оценки ресурсного потенциала морских недр.
- Подготовка информационно-аналитических материалов по отдельным видам полезных ископаемых.
- Создание цифровых мониторинговых карт состояния фонда морских недр и недропользования, интерактивных карт размещения месторождений, лицензионных участков и схем регионального планирования.
- Выполнение работ, связанных с использованием сведений, составляющих коммерческую и государственную тайну, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

РИС. 3. Оказание справочно-информационных услуг



На основании Постановления Правительства Российской Федерации № 48 от 30 января 2016 года создана и развивается государственная информационная система «Единый фонд геологической информации о недрах» (ФГИС «ЕФГИ»). Оператором указанной системы является Федеральное агентство по недропользованию.

Целью создания ФГИС «ЕФГИ» информационное обеспечение на федеральном и региональном уровнях управления государственным фондом недр.

ФГИС «ЕФГИ» призвана решать следующие задачи:

- Учет всей геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов Российской Федерации, органах государственной власти субъектов Российской Федерации, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих и некоммерческих организациях, а также производимой в ходе геологоразведочных работ первичной и интерпретированной геологической информации о недрах.
- Поиск геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов Российской Федерации,

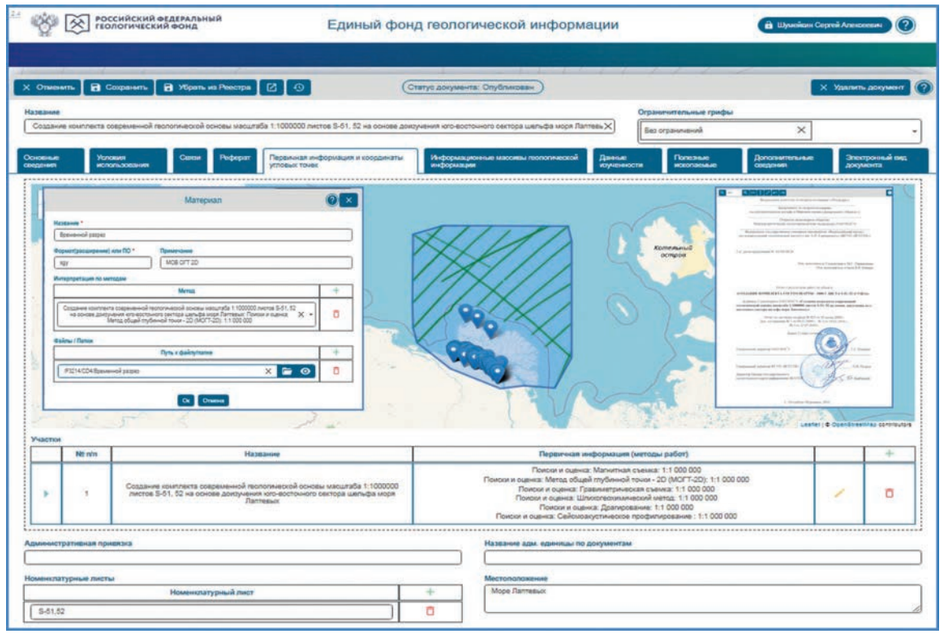


РИС. 4. Загрузка электронного вида документа в Комплекс хранения информации (КХИ) ФГИС «ЕФГИ»

органах государственной власти субъектов Российской Федерации, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих и некоммерческих организациях.

- Сбор, накопление и безопасное хранение первичной и интерпретированной геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах на электронных носителях.
- Предоставление потребителям первичной и интерпретированной геологической информации, имеющейся на электронных носителях в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах.

Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд» принимал активное участие в работах по созданию ФГИС «ЕФГИ» и проводит текущее наполнение Морского сегмента ФГИС «ЕФГИ» (рис. 4).

Важнейшими результатами работ Морского филиала ФГБУ «Росгеолфонд» являются:

- Создание и эффективное функционирование Специализированного банка данных морской геолого-геофизической информации (*Моргеобанк*). В настоящее время Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд» является крупнейшим в России хранилищем геолого-геофизической информации, полученной на континентальном шельфе Российской Федерации и в Мировом океане.
- Эффективное функционирование Специализированного морского геологического фонда (*Моргеолфонд*), организация системы сбора, учета, хранения и использования отчетных материалов о выполненных геологоразведочных и научно-исследовательских работах.
- Обеспечение постоянного учета изученности континентального шельфа и внутренних морей Российской Федерации. Организована планомерная работа по восстановлению ретрокарточек по всем видам изученности.
- Обеспечение ведения, пополнения и развития банка первичной и интерпретированной отчетной цифровой геолого-геофизической информации. Организована планомерная проверка полноты и качества комплектов первичной и интерпретированной отчетной цифровой геолого-геофизической информации.
- Активное участие в создании и развитии федеральной государственной информационной системы «Единый фонд геологической информации о недрах» (ФГИС «ЕФГИ»).
- Помимо ежегодного выполнения работ в рамках Государственного задания Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), поручаемого ФГБУ «Росгеолфонд», Морской филиал с начала своего создания (2008 г.) в установленном порядке на безвозмездной основе выполняет информационное обслуживание государственных органов разного уровня, а также оказывает на возмездной основе регламентированные услуги недропользователям.

Суммарный объем таких внебюджетных услуг (работ), выполненных Морским филиалом ФГБУ «Росгеолфонд» за период с января 2008 года по II квартал 2020 года составил 280 договоров/контрактов.

Keywords: *resource base, exploration, data Bank, inland waters, continental shelf.*

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

МЕТАЛЛИЗАЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ КОНЦЕВЫХ УЧАСТКОВ ТРУБ

Тонкостенные втулки из коррозионно-стойкой стали, устанавливаемые в цеховых условиях в зоны неизолированного участка трубы.

Трубы

Детали трубопровода

Назначение

Металлизационное покрытие, используемое для защиты концевых участков труб с помощью запрессованной втулки предназначено для антикоррозионной защиты внутренней поверхности сварного шва и околошовной зоны.

Область применения

В промышленных трубопроводах, транспортирующих коррозионно-активные жидкости.

Преимущества

Технологичность

Не меняется внутренний диаметр трубы, что позволяет:

- применять механические средства очистки (скребки) трубопровода;
- не создавать дополнительные местные сопротивления потоку жидкости в месте установки втулок.

Минимизация трудозатрат

- До 46% дешевле, чем установка обычных втулок в полевых условиях.
- Препятствует проникновению коррозионно-активных компонентов среды к металлу сварного соединения.

Надежность

- Фиксированное усилие при монтаже втулки гарантирует высокую надежность изоляции в зоне сварного шва.
- Высокие барьерные свойства системы защиты сварного стыка.

Технические характеристики

Диаметр труб от 57 ÷ 420 мм

Рабочее давление до 210 атмосфер

Температура эксплуатации от -40 ÷ +150 °С

Причины, чтобы выбрать нашу продукцию

- Мы подберем тип внутренней антикоррозионной защиты трубопроводов в зависимости от условий эксплуатации.
- Исследование структуры сварного соединения труб и втулок показало отсутствие коррозионных повреждений в процессе промысловых испытаний.

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН ЛУЧШИЕ ТОВАРЫ И УСЛУГИ

ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ

Гарантии изготовителя

Срок службы труб с внутренним лакокрасочным покрытием и дополнительной металлизацией концов труб/деталей — не менее 15 лет.

8-800-250-79-39

tmcg@tmcg.ru

www.тмс-групп.рф

РЕКЛАМА

РЕКЛАМА

OpreX™

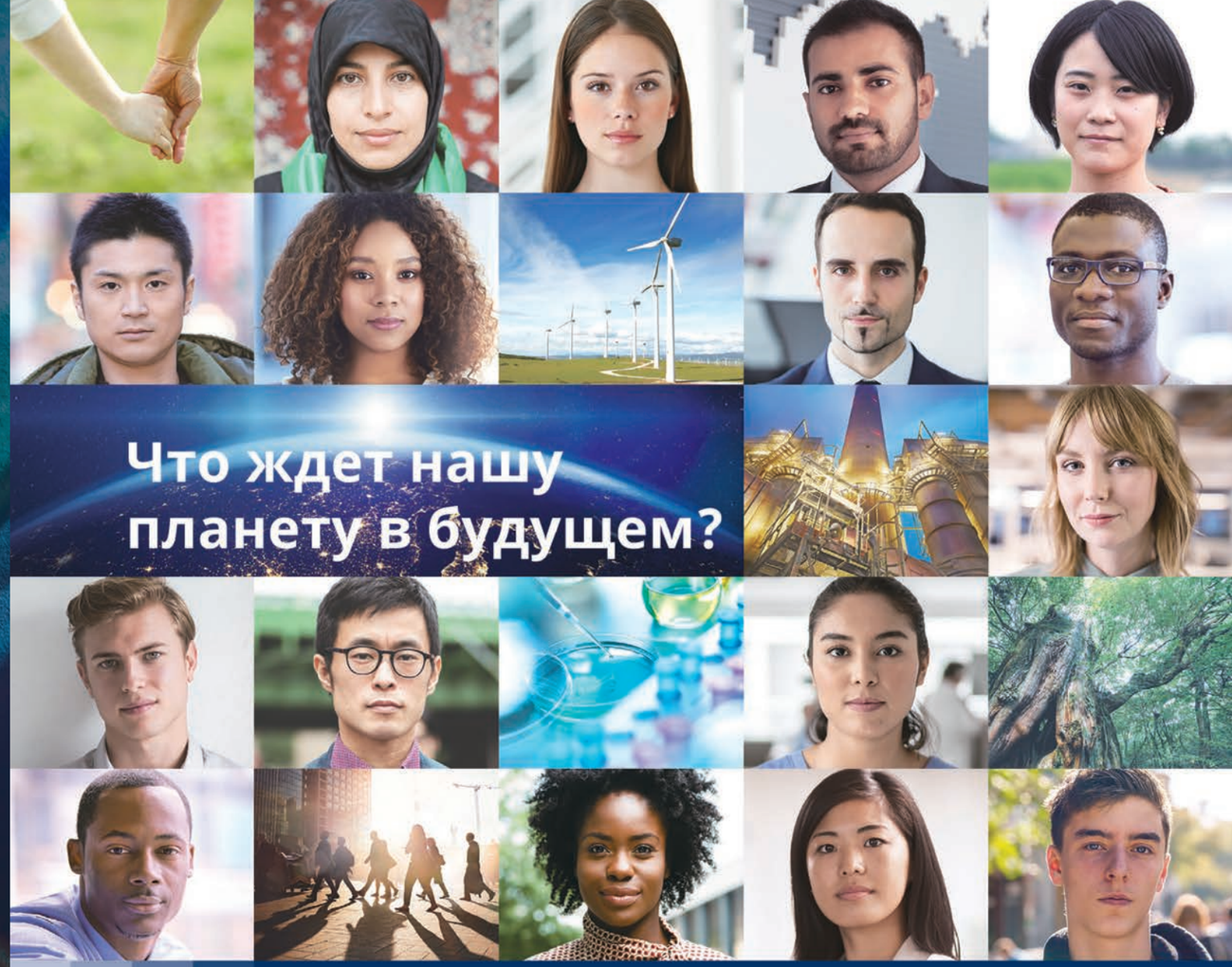
Ваш путь к **промышленной автономии**

Существует бесчисленное множество различных способов совершенствования операционной деятельности и достижения производственной автономии, и каждая компания выбирает свой неповторимый путь. Находится ли Ваша компания на старте пути или уже далеко продвинулась в этом направлении, - Yokogawa обеспечит плавный и последовательный переход от промышленной автоматизации к промышленной автономии. Ключевым решением для реализации этого перехода является OpreX - наш постоянно развивающийся пакет решений и продуктов, которые включают в себя оборудование и системы для управления и контроля, проведения измерений, обеспечения рабочих процессов и постоянной эксплуатации. OpreX помогает нашим заказчикам оптимизировать все процессы - от общего управления бизнесом до конкретных операций. Yokogawa. Трансформируя промышленную автоматизацию в промышленную автономию.

yokogawa.com/oprex/

Названия корпораций, организаций и продуктов, упоминаемые в тексте, являются зарегистрированными торговыми марками Yokogawa Electric Corporation или соответствующих владельцев внутри компании.

YOKOGAWA
Co-innovating tomorrow™



Давайте сделаем ее жизнеспособнее.

Давайте сделаем ее устойчивее.

Давайте сделаем ее гармоничнее.

Все вместе мы можем найти в себе силу духа, чтобы преодолеть те изменения и вызовы, которые никто не мог предугадать, но с которыми мы сейчас столкнулись. Четко сформулированная корпоративная цель, направленная на поддержку всего человечества, помогает нам ориентироваться в меняющихся обстоятельствах и меняет мир вокруг нас. В Yokogawa мы верим, что совместные инновации имеют важное значение для нашего будущего. Мы объединяемся с нашими заказчиками и партнерами сегодня ради гармонии и устойчивого общества для будущих поколений.

Что ждет нашу планету в будущем?

Давайте сделаем ее умнее.

yokogawa.com/planet

Co-innovating tomorrow является зарегистрированной торговой маркой Иокогава Электрик Корпорейшн

YOKOGAWA
Co-innovating tomorrow™

РЕГУЛИРУЕМОЕ ГОРЕНИЕ

газовый анализ с применением настраиваемого диодного лазерного анализатора для управления горением в нагревателях

ПЛАМЕННЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ВО ВСЕХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТЕПЛА, НО В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ОНИ НЕСУТ СИСТЕМНЫЕ РИСКИ И ЗАТРАТЫ, ИЗ-ЗА КОТОРЫХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СТАНОВИТСЯ ПРОБЛЕМАТИЧНОЙ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

FIRED HEATERS ARE USED IN ALL TECHNOLOGICAL PROCESSES OF OIL REFINING AND PETROCHEMISTRY AS A SOURCE OF PROCESS HEAT, BUT AT THE SAME TIME, THEY CARRY SYSTEMIC RISKS AND COSTS, DUE TO WHICH OPERATION WITHOUT THE USE OF MODERN TECHNOLOGIES BECOMES PROBLEMATIC. WHAT SOLUTIONS DO MODERN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: *пламенные нагреватели, контрольно-измерительные приборы, газовый анализ, лазерный анализатор, управление горением.*

УДК 683.9; 004

Артур Гроенбос
Yokogawa Europe

Андрей Берестов
ООО «Иокогава Электрик СНГ»

Повышение безопасности процессов требует применения новых технологий в КИП, системах управления и системах безопасности для нагревателей и парогенераторов.

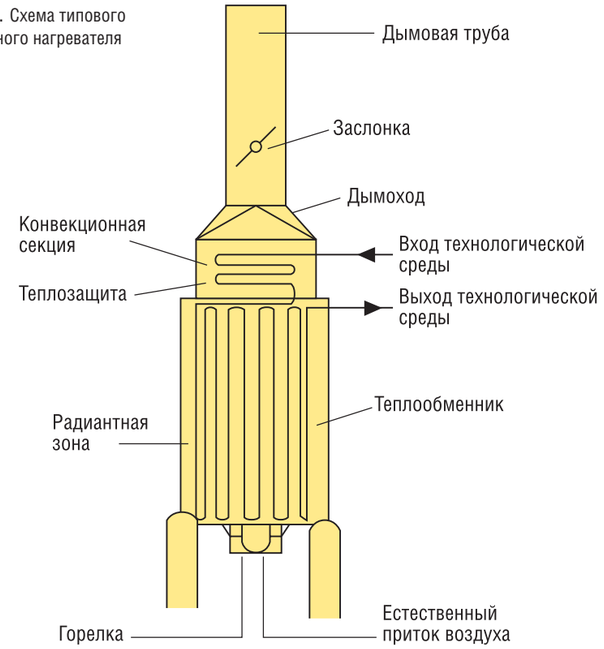
На текущий момент новые стандарты безопасности не включены в технические регламенты, но предприятия, которые не отвечают лучшим современным требованиям в отрасли, будут находиться в зоне повышенного риска в случае возникновения неисправности в таких нагревателях. Так как многие пламенные нагреватели с естественной тягой с существующим оборудованием КИП и системами управления не отвечают подобным рекомендациям, то потребуется модернизированная система, включающая требуемые технологии. Помимо этого, так как большинство подобных нагревателей с естественной тягой имеют автоматизированное управление только подачей топлива, но не воздуха, то в процессе горения часто применяется избыточный воздух, что снижает тепловой КПД установки.

Согласно ARC Insights «энергия стоит на втором месте по затратам после затрат на сырье и лежит в основе необходимости сокращения расходов для производителей на данный момент. Новые методы анализа, например, с применением спектроскопии на основе настраиваемого диодного лазера (TDLS), могут повысить эффективность, увеличить пропускную способность, снизить выбросы, повысить безопасность и снизить потребление энергии в процессах горения».

В данной статье освещается и описывается применение новой системы управления горением с использованием технологии TDLS, которая позволяет одновременно регулировать как подачу воздуха, так и подачу топлива к горелкам путем измерения средних значений концентрации газов в высокотемпературной радиантной зоне. Проведение надежных измерений средних значений O_2 и CO в поперечном сечении при высоких температурах стало возможным лишь недавно благодаря внедрению технологии TDLS. Описанное в этой статье решение объединяет анализатор TDLS со специальной системой управления и системой безопасности, получившей сертификацию о соответствии стандартам FM NFPA и SIL 2.

Подлинную ценность, получаемую от внедрения этой новой технологии сжигания топлива, можно изложить следующим образом:

РИС. 1. Схема типового пламенного нагревателя



- Реализация наиболее технологичного и передового технического решения задач в отрасли.
- Повышенная безопасность благодаря плавному регулированию воздуха и топлива.
- Повышенный тепловой КПД благодаря постоянной оптимизации избытка воздуха.
- Увеличенный срок службы нагревателя (надежность оборудования), так как тепло не концентрируется в нижней части конвекционной секции.
- Снижение выбросов парниковых газов за счет более эффективного использования топлива.

Управление горением в пламенных нагревателях с естественной тягой

В большинстве пламенных нагревателей при подаче воздуха используется естественная тяга, а не принудительная, и в таких нагревателях не применяется уровень автоматизации, который обычно применяют на других технологических установках предприятия. Нагреватели с естественной тягой, как следует из их названия, используют тепловую плавучесть дымового газа для поддержания горения. По конструкции такие нагреватели могут быть цилиндрического или коробчатого типа (рисунок 1). Плавучесть дымового газа (продуктов сгорания) относительно окружающего воздуха определяется произведением плотности дымового газа на высоту нагревателя. Печи спроектированы для эксплуатации под давлением от -12 до -25 Па в верхней части радиантной секции, будь это нагреватели с естественной тягой, искусственной тягой или принудительной тягой. На рисунке 1 представлена упрощенная схема стандартного пламенного нагревателя.

Низкий уровень управляемости на большинстве нагревателей обусловлен, по крайней мере частично, историческим отсутствием надежных и эффективных КИПиА для одновременного измерения и регулирования топлива, содержания газа и соотношения воздух/топливо.

В большинстве случаев у основания трубы необходим датчик O_2 для расчета теплового КПД, для которого требуется величина общего избыточного воздуха. Операторы стараются поддерживать «избыток» O_2 в печи в целях безопасности, но показания существующего датчика могут быть неверными из-за поступления нежелательного наружного воздуха. В действительности, возможен сценарий, при котором горелкам не хватает воздуха, несмотря на избыток кислорода в основании трубы. Из-за отсутствия средств контроля воздуха операторы на практике обычно подают избыток воздуха в горелку, снижая тепловой КПД нагревателя.

Отсутствие эффективных контрольно-измерительных приборов, способных быстро и непрерывно измерять O_2 и CO в камере сгорания нагревателя, создает значительные риски для безопасности. Помимо проблемы непрерывного контроля концентрации топлива и воздуха, могут возникнуть условия с избытком топлива, которые повысят риск возникновения взрыва. Обратите внимание, что регуляторы температуры / расхода топлива перестают работать должным образом в условиях с избытком топлива.

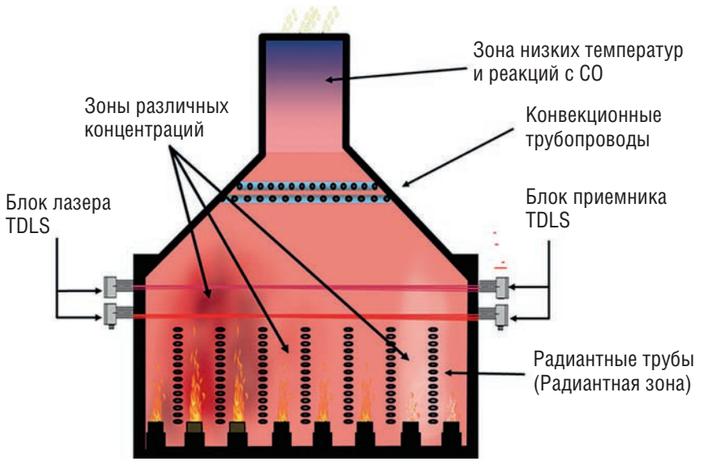
Американский институт нефти рекомендует иметь в наличии средства обнаружения горючих веществ, в первую очередь CH_4,

ТАБЛИЦА 1. Особенности и преимущества TDLS

Особенности	Преимущества
Анализ «in situ»	Не требуется подготовка пробы
Быстрый отклик	Получение данных в режиме реального времени
Настраиваемый лазер	Анализ без интерференции
Бесконтактный датчик	Подходит для применения в агрессивных условиях
Оптический датчик	Не требует частого обслуживания

Источник: *ARC Insights, Insight# 2009 – 50MP, Ноябрь 2009*

РИС. 2. Технология TDLS для безопасности и оптимизации горения



До оптимизации горения	После оптимизации горения
• Рост затрат – операторы повышают расход O_2, во избежание избыточного обогащения смеси топливом • Неожиданное повышение расхода топлива, ведущее к опасным условиям горения • Рост рисков при нарушении режима горения • Риск некорректного управления подачей воздуха не может быть оценен правильно при нарушении режима горения • Влажный пар, введенный при пуске, требует продувки; растет вероятность ошибки зажигания • Сокращается срок службы конвекционной секции из-за «догорания» горючих остатков	• Снижение содержания O_2 и эксплуатационных расходов благодаря управлению топливно-воздушной смесью • Расход топлива ограничен по уровню воздуха для предотвращения опасного режима горения при богатой топливом смеси • Концентрации CO и O_2 контролируются на безопасном оптимальном уровне • Несгоревшее топливо быстро обнаруживается до достижения опасного режима • Нарушения режима горения корректируются изменением условиями сгорания • Принудительное удаление конденсата из пара продувки предотвращает опасные неудачные попытки зажигания

в радиантной секции огневого нагревателя в API 556: методические рекомендации «по КИП и системам управления и безопасности для огневых нагревателей и парогенераторов», специально применяемые к газовым нагревателям и парогенераторам на нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических заводах.

При этом, анализаторы по традиционной технологии не могут быть установлены в радиантной секции из-за высоких температур.

Как отмечалось выше, из-за отсутствия точных измерительных данных о концентрации CH_4, O_2 и CO операторы обычно впускают в нагреватель больше воздуха, чем требуется, а это понижает тепловой КПД. Чтобы управлять воздухом для горения надлежащим образом – CH_4 и CO необходимо измерять в верхней части радиантной секции, где сгорание завершено, вне зависимости от загрузки горелок. Обратите внимание, что в пламени будут одновременно находиться O_2 и CO, если температура будет достигать 1200 °C.

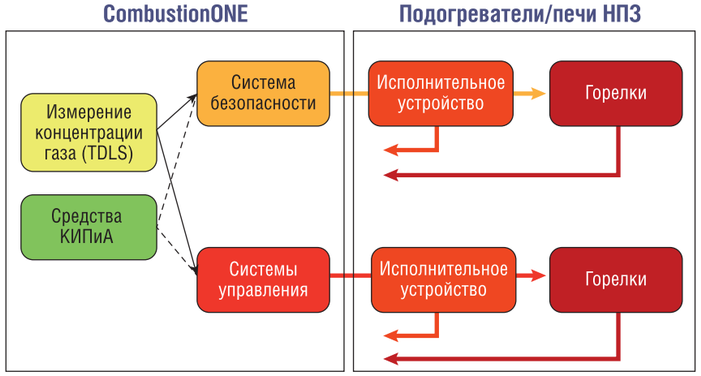
Низкоэмиссионные (Low NOx) горелки могут применяться для более полного сгорания за счет поэтапного смешения воздуха/топлива или внешней рециркуляции более холодных дымовых газов с воздухом для горения, понижая пиковую температуру пламени. В обоих случаях для эффективного управления процессом горения важно измерять O_2 и CO в верхней части радиантной секции, предпочтительно на 0,3 м ниже потолочных труб, в которых ожидается завершение реакции горения при любых условиях эксплуатации и степени загруженности нагревателя. Если использовать TDLS в сочетании со специальным регулятором, то можно измерить среднюю концентрацию O_2 и CO в поперечном сечении, а не в локальной точке, чтобы определить правильное соотношение воздуха/топлива. Использование данных о среднем значении O_2 и предельном значении CO обеспечивает более безопасное управление горелками и повышение общей эффективности нагревателя.

В таблице 1 перечислены особенности и плюсы технологии TDLS, имеющей явные преимущества перед одноточечными анализаторами, которые могут предоставлять неверные показания из-за изменения концентрации газа в различных точках пламенного нагревателя. У огневых нагревателей существует два основных состояния небезопасной эксплуатации, которые необходимо избегать:

- Избыток топлива при пониженной концентрации воздуха. В подобной ситуации в продуктах горения будет присутствовать CO, а избыточный O_2 будет находиться ниже, что приведет к избыточной подаче топлива в горелки.
- Прекращение горения и быстрое падение температуры газа в результате срыва пламени. В подобной ситуации в зоне горения наблюдается высокий уровень O_2, так как воздух не полностью расходуется в процессе горения. В результате этого в нагревателе будет детектироваться несгоревшее топливо.

Как следствие этого, непрерывное измерение процентного содержания O_2 является критически важным для повышения

РИС. 3. Основные функциональные возможности интегрированной системы TDLS CombustionONE™ компании Yokogawa



эффективности нагревателя и поддержания безопасных условий эксплуатации. Когда условия в камере сгорания не являются удовлетворительными, например, присутствует высокая концентрация CO или горючих веществ, то эффективное техническое решение по управлению горением должно быстро определить текущие параметры процесса и инициировать соответствующие ответные действия.

В описываемой схеме встроенные системы управления и безопасности необходимы для предотвращения создания нежелательных условий горения и автоматическому прекращению подачи топлива в случае возникновения опасных или аварийных условий. Технология TDLS надежно реагирует на все «события с O_2» в ситуациях, когда обычная технология газового анализа пропустила бы большинство подобных событий.

Как это работает

Система TDLS способна измерять среднюю концентрацию газа в радиантной зоне пламенного нагревателя, а также учитывает вышеуказанные неоптимальные условия за счет синхронизированного управления подачей топлива и воздуха (O_2) на основе коротких (обычно менее пяти секунд) интервалов анализа проб. Измерение концентрации газа в радиантной зоне также является требованием API 556.

Система включает измерение CO, CH_4, O_2 и температуры. Использование средних значений концентрации газа обеспечивает более безопасное управление горелками и повышенную общую эффективность нагревателя. За счет оптимизации управления расходом воздуха концентрация O_2 в отходящих газах обычно снижается с 6% до 2%, что повышает тепловой КПД печи.

Система управления горением управляет расходом топлива и тягой в существующей заводской системе РСУ через протокол Modbus, а расход воздуха регулируется напрямую через функцию коррекции CO.

Упрощенная схема архитектуры на рисунке 3 показывает ключевые компоненты, из которых состоит решение. Вся система обладает очень высокой надежностью, так как TDLS является бесконтактным методом измерения, где сенсор не контактирует с дымовым газом и не имеет движущихся частей. Технология для анализа TDLS эксплуатируется в печах с 2003 года без каких-либо происшествий, а для большинства устройств не требовалась дополнительная калибровка. Анализатор имеет функцию полной самодиагностики, и при возникновении проблемы оператор получает оповещение. Кроме этого, на измеряемый сигнал от TDLS не влияет наличие других газов в дымовом газе, в отличие от систем с использованием датчиков. В то время как в данном применении в основном используется точечное измерение, TDLS использует среднее значение концентрации газа на всем оптическом пути, поэтому значение концентрации получается намного более точным.

Применение на НПЗ

Самые критически важные моменты работы нагревателя – это пуск и остановка. Понимая, что для измерения содержания O_2, CO и CH_4 требуется более быстрый и надежный анализатор, европейские

нефтеперерабатывающие заводы утвердили решение TDLS для управления горением. Поскольку система измеряет концентрацию газа в радиантной секции пламенного нагревателя, она повышает безопасность эксплуатации нагревателя и общую эффективность работы.

В данном применении система содержит два анализатора TDLS для измерения концентрации O_2, CO и CH_4 в радиантной секции нагревателя. Показания измерений используются в специальном регуляторе, который передает значения в существующую систему РСУ для мониторинга и управления нагревателями. Специальное оборудование для управления способно получать дополнительные управляющие сигналы от нагревателя, которые будут использоваться для регулировки расхода воздуха на горелки на следующем этапе развития конструкции нагревателя. Система также предусматривает включение анализатора в цепь безопасности для аварийной остановки процесса.

Система спроектирована для испытаний в неблагоприятных условиях с откликом после отходящих газов, для подтверждения требуемого отклика на небезопасные условия. Эти данные затем можно сопоставить с выходными данными от существующего анализатора отходящих газов для проверки результатов. Собранные во время данного испытания данные будут включены в будущую систему аварийного остановки. Данное решение предусматривает возможность модульной процедурной автоматизации для обеспечения соблюдения безопасных условий эксплуатации во время пуска и останова процесса. Кроме того, система сможет обнаруживать и предотвращать любые небезопасные условия эксплуатации после установки системы защитных блокировок.

В нагревателях с естественной тягой отсутствует возможность использования воздуха для продувки нагревателя. Вместо этого используется пар. Если пар не сухой, то на горелках и запальниках будет накапливаться вода, что помешает розжигу. В таком случае последовательность пуска должна предусматривать удаление конденсата из парового трубопровода для подачи сухого пара в линию продувки нагревателя перед розжигом.

Решение применяется на нефтеперерабатывающих заводах с июня 2010 года, и с этой даты анализаторы TDLS продолжают

РИС. 4. Оборудование, включенное в систему TDLS CombustionONE™

1) Контроллер;
2) Датчики и актуаторы;
3) Система защитных блокировок;
4) Настраиваемый диодный лазерный газоанализатор

надежно функционировать и не нуждаются в техобслуживании. Операторы смогли понизить концентрацию O_2 на 1% до 1,5%, что сделало нагреватель более эффективным. На текущий момент установка близка к оптимальному режиму эксплуатации и использует минимум избыточного воздуха. Получаемые при помощи газоанализатора TDLS показания были проверены существующими анализаторами отходящих газов, но фактические показания объемной концентрации O_2 ниже на 1–1,5 %, чем по данным анализа отходящих газов, так как измерения проводятся в радиантной секции. Система предоставляет возможность более быстрого управления условиями горения, поскольку анализатор TDLS выполняет измерения концентрации в радиантной секции с пятисекундным интервалом. В случае повышенной концентрации CO или CH_4 в печи эти газы детектируются быстрее и точнее, чем при использовании стандартного анализатора отходящих газов, что в конечном итоге позволяет быстрее выполнить останов и избежать опасных и аварийных ситуаций.

Интегрированное решение

Система управления горением, описанная в данной статье (рисунок 4), является интегрированной автономной системой, которую можно быстро установить на любом пламенном нагревателе. Она состоит из четырех основных компонентов:

- Анализатор TDLS для измерения концентрации газа с короткими (менее пяти секунд) интервалами.
- Специальная система для управления расходом топлива и воздуха и их соотношением на основе модели нагревателя с функцией регулирования CO.
- Соответствующая требованиям OSHA система безопасности для предотвращения возникновения небезопасных условий.
- Средства обнаружения и механизм приведения в действие для дополнительных средств КИП и регулирования расхода воздуха (при необходимости).

Как правило, устанавливаются два анализатора TDLS (Один анализатор измеряет O_2, а другой CO и CH_4; каждый состоит из двух блоков: детектор и лазер) в радиантной секции нагревателя, поскольку данная зона является наиболее точным местом установки анализатора для оптимального управления горением.
Для точного позиционирования блоков лазерного анализатора изготавливаются и устанавливаются посадочные фланцы в места, где это позволяет сделать конструкция нагревателя. Полученные данные используются специальным контроллером для одновременного регулирования подачи топлива и воздуха, что обеспечивает максимально эффективное и безопасное горение.

Поскольку решение для управления горением полностью автономно и имеет минимальные требования по интеграции с существующими системами управления и КИП, то установка анализатора, как правило, не вызовет технических затруднений. ●

KEYWORDS: *flame heaters, control and measuring devices, gas analysis, laser analyzer, combustion management.*

23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS
2020
HOUSTON
TX USA
5–9 ДЕКАБРЯ 2021
ХЬЮСТОН • США
23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
ГЛАВНЫЕ ВЫСТАВКА И КОНГРЕСС МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ, «ОЛИМПИАДА НЕФТЯНИКОВ», ПРОХОДЯТ 1 РАЗ В 3 ГОДА, КАЖДЫЙ РАЗ В НОВОЙ СТРАНЕ
>100 компаний-участников выставки
>4 000 делегатов конгресса
>12 000 посетителей выставки
>100 стран
>700 докладчиков – ключевых экспертов отрасли
>500 президентов ведущих нефтегазовых компаний
>50 министров
ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБЩАЙТЕСЬ:
RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E INFO@RE3.EVENTS
WWW.RE3.EVENTS
РЕКЛАМА
В ЧИСЛЕ УЧАСТНИКОВ И СПОНСОРОВ
Chevron
HALLIBURTON
accenture
HESS
ExxonMobil
bp
Qatar Petroleum
Baker Hughes
aramco
ConocoPhillips

PATIENT MANAGEMENT

Медицина без границ

РЕКЛАМА

«Пациент менеджмент» – международный отдел клиники GMS. Наша компания берет на себя всю организационную часть лечения за рубежом. Мы помогаем с переводом медицинских документов, с визами, ведем переговоры с медицинскими учреждениями. В своей работе мы, как и врачи, следуем строгим медицинским этическим принципам. И делаем всё, чтобы наши клиенты чувствовали себя комфортно и безопасно.

> 15 лет
на рынке услуг по организации лечения за рубежом

> 400
клиник-партнеров, в которых мы уверены

Международный отдел клиники
GMS
Global Medical System
clinics & hospitals

www.patient-mt.ru

+7 (495) 432-67-95

ЛЕЧЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

ОВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ
ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ
Лицензия №ЛО-77-01-013294, ООО «ДЖИ ЭМ ЭС»

Наши конкурентные преимущества

Компетентность

Мы полностью понимаем процесс организации поездки

Скорость

С момента поступления заявки до получения ответа / срочное получение ответа от клиники

С момента поступления запроса до отъезда пациента / возможность экстренного выезда, включая организацию санавиации и медицинского сопровождения

Экспертность

Обладаем многолетней экспертизой по лучшим специалистам по всем медицинским направлениям

Мы лично знаем ведущих специалистов в Европе и понимаем все плюсы и минусы лечебных учреждений

Ответственность

На каждом этапе организации 24 часа в сутки / 7 дней в неделю

ОСОБЕННОСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ
шельфовых проектов в Арктике

УДК 336.22

ОСВОЕНИЕ РОССИЕЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ СОВРЕМЕННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ. В ЧАСТНОСТИ, АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФОВЫЙ РЕГИОН ЗАКЛЮЧАЕТ В СЕБЕ СУЩЕСТВЕННУЮ ДОЛЮ ВСЕХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ СТРАНЫ, ЧТО ОБУСЛАВЛИВАЕТ ИНТЕРЕС ГОСУДАРСТВА, ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ И ИНВЕСТОРОВ К ОСВОЕНИЮ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ АРКТИКИ И ДЕЛАЕТ ЭТОТ РЕГИОН СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМ В РАЗВИТИИ ОТРАСЛИ

DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN CONTINENTAL SHELF IS ONE OF THE MOST IMPORTANT CURRENT DIRECTIONS IN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS SECTOR IN RECENT YEARS. IN PARTICULAR, THE ARCTIC SHELF REGION CONTAINS SIGNIFICANT PART OF THE COUNTRY'S HYDROCARBON RESOURCES, WHICH DETERMINES THE INTEREST OF THE STATE, OIL AND GAS COMPANIES AND INVESTORS IN THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS IN THE ARCTIC REGION AND MAKES THIS AREA STRATEGICALLY IMPORTANT IN THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY

Ключевые слова: *Арктика, добыча на континентальном шельфе, налогообложение, налог на добычу полезных ископаемых, налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.*

Андрей Панин
Партнер Департамента налогов и прав Компания «Делойт» в СНГ

Кондратьева Екатерина Юрьевна
ООО «Делойт Консалтинг», менеджер

Эдгеев Марк Владимирович
ООО «Делойт Консалтинг», консультант

Начало активного развития законодательной базы в отношении шельфовых проектов было положено 30 сентября 2013 года, когда Президент РФ подписал Федеральный закон о стимулировании деятельности по добыче углеводородного сырья на российском континентальном шельфе № 268-ФЗ (вступил в силу с 1 января 2014 года). По сути указанным законом был установлен специальный налоговый режим для проектов по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе. В частности, данный закон ввел в российское законодательство ряд терминов и определений, служащих основой правового регулирования и налогообложения проектов по добыче полезных ископаемых на континентальном шельфе, а также ряд особенностей исчисления налогов (налог на прибыль, НДС, НДПИ и т.д.).

С 1 января 2014 года в российское законодательство введены новые определения, такие как «промышленная разработка месторождения углеводородного сырья», «морское месторождение углеводородного сырья», «новое морское месторождение углеводородного сырья», «оператор нового морского месторождения», «деятельность, связанная с добычей углеводородного сырья» и «дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на месторождении углеводородного сырья».

Новым морским месторождением признается морское месторождение, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 года.

Деятельностью, связанной с добычей углеводородного сырья на новом морском месторождении, признается деятельность, включающая один или несколько следующих видов деятельности:

1) поиск и оценка нового морского месторождения углеводородного сырья на участке недр, включая деятельность по созданию, доведению до состояния готовности к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, консервации, демонтажу, ликвидации (иные работы капитального характера) искусственных островов, установок и сооружений, а также иного необходимого для поиска и оценки нового морского месторождения углеводородного сырья имущества;

2) предпроектные и проектно-изыскательские работы и обустройство нового морского месторождения углеводородного сырья, включая работы по сооружению (строительству), созданию, доведению до состояния готовности к использованию (эксплуатации), техническому обслуживанию, ремонту, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению (иные работы капитального характера) искусственных островов, установок и сооружений, а также иных объектов, необходимых для обустройства нового морского месторождения углеводородного сырья;

3) разведка, промышленная разработка нового морского месторождения углеводородного сырья и деятельность, связанная с реализацией углеводородного сырья, добытого на таком месторождении (включая хранение и доставку углеводородного сырья получателям);

4) производство сжиженного природного газа из газа горючего природного (включая попутный газ), добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья, и деятельность, связанная с реализацией такого сжиженного природного газа (включая хранение и доставку сжиженного природного газа получателям);

5) переработка газового конденсата, добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья, с получением стабильного конденсата и широкой фракции легких углеводородов и деятельность, связанная с реализацией стабильного конденсата и широкой фракции легких углеводородов (включая хранение и доставку указанных продуктов получателям);

6) транспортировка газа горючего природного и/или газового конденсата, добытых на новом морском месторождении углеводородного сырья, до мест производства сжиженного природного газа и/или переработки газового конденсата.

Оператором нового морского месторождения может стать организация, одновременно удовлетворяющая следующим требованиям:

1) в ее уставном капитале прямо или косвенно участвует компания, владеющая лицензией на пользование участком недр, в границах которого предполагается осуществлять поиск, оценку, разведку и/или разработку нового морского месторождения углеводородного сырья, либо компания, являющаяся взаимозависимым лицом с организацией, владеющей такой лицензией;

2) она осуществляет хотя бы один из видов деятельности, связанной с добычей углеводородного сырья на новом морском месторождении углеводородного сырья, собственными силами и/или с привлечением подрядных организаций;

3) она ведет деятельность, связанную с добычей углеводородного сырья на новом морском месторождении углеводородного сырья, на основе договора, заключенного с владельцем лицензии в отношении нового морского месторождения углеводородного сырья, и такой договор предусматривает выплату организации-оператору вознаграждения, размер которого зависит в том числе от объема добытого углеводородного сырья на соответствующем морском месторождении углеводородного сырья и/или выручки от реализации этого сырья.

После принятых в 2014 году изменений государство неоднократно переоценивало налоговую нагрузку на компании, осуществляющие добычу в регионах с повышенной сложностью реализации проектов: были введены особый режим налогообложения – налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья, дифференциация ставок налога на добычу полезных ископаемых и многое другое. Наконец, 13 июля 2020 года были приняты Федеральные законы №№ 193-ФЗ, 194-ФЗ и 195-ФЗ, которые вместе Федеральным законом от 18 марта 2020 года № 65-ФЗ входят в пакет законопроектов, регулирующих деятельность компаний в Арктике.

Несмотря на существующие налоговые льготы и преференции для компаний, участвующих в освоении нефти и газа на шельфе, в вышеупомянутых законах государство дополнительно закрепило понятие Арктической зоны, статус резидента которой предоставляет право на широкий перечень дополнительных льгот и преференций.

Вместе с тем новые законы обеспечивают льготы и нерезидентам Арктической зоны – компаниям, добывающим углеводородное сырье, а также предприятиям по производству СПГ и продукции нефтехимии.

Так же, как и Федеральный закон № 268-ФЗ, данные законы затрагивают широкий перечень налогов – НДПИ, НДС, налог на прибыль, налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья, – что позволяет планомерно и эффективно уменьшать налоговую нагрузку на проекты, связанные с нефтегазовой и добывающей промышленностью.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Для целей налогообложения налогом на добычу полезных ископаемых новые морские месторождения поделены на четыре группы, для которых предусмотрены различные ставки – от 30% до 5% – в зависимости от уровня сложности освоения участка недр. Одна из них – так называемая «Арктическая группа», в которую входят новые морские месторождения, расположенные на 50% и более в следующих географических объектах:

- Карское море;
- северная часть Баренцева моря (севернее 710 с. ш.);
- восточная Арктика (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море и Берингово море);

- для месторождений, дата начала промышленной добычи на которых приходится на период после 1 января 2020 года, – также Белое море, Печорском море, Охотском море и южная часть Баренцева моря (южнее 720 с. ш.).

Налоговая база для Арктической группы в течение 180 календарных месяцев определяется на основании стоимости добытого на данных месторождениях углеводородного сырья. При этом налоговая ставка для углеводородного сырья, за исключением природного газа горючего, равна 5%, однако организации, не имеющие права на экспорт СПГ, произведенного из природного газа, могут применять ставку 4,5%. Для природного газа горючего установлена ставка 1%.

С 2020 года обнуляются ставки на срок до 12 лет для газового конденсата (до 20 млн т) и газа горючего природного (до 250 млрд куб. м): 1) используемых для производства СПГ на Ямале и Гыданском п-ове; 2) используемых для производства СПГ и/или товаров нефтехимической промышленности на мощностях, введенных в эксплуатацию с 2022 года, для участков недр, расположенных полностью севернее Северного полярного круга, за исключением Мурманской области и Республики Карелия.

Тем самым государство поддерживает не только нефтедобывающие, но и нефтеперерабатывающие компании.

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) – это особый налоговый режим, позволяющий облагать налогом добычу углеводородного сырья на определенных законодателем участках недр в зависимости от прибыли, получаемой от добычи углеводородного сырья, а не от объема добытого сырья. В большинстве случаев данный режим является льготой, позволяющей оптимизировать налоговую нагрузку для добывающей компании на разных стадиях развития проекта.

В 2020 году Федеральным законом № 65-ФЗ была введена пятая группа месторождений, имеющих право использовать режим НДД, – участки, расположенные полностью или частично севернее 700 с. ш. в Красноярском крае, Республике Саха и Чукотском АО. Для данной группы обнуляется НДПИ на 11 календарных лет, что является одним из главных стимулов для перехода на данный режим налогообложения.

Налог на прибыль организаций

Для организаций – владельцев лицензий на пользование недрами, осуществляющих деятельность по добыче углеводородного сырья на новом морском месторождении, а также для операторов новых морских месторождений Федеральным законом № 268-ФЗ были предоставлены следующие льготы по налогу на прибыль:

- возможность применения ускоренной амортизации и амортизационной премии в отношении объектов основных средств, используемых для освоения морских месторождений углеводородов;
- право в полном объеме включать в состав расходов суммы дебиторской задолженности по займу, кредиту или другим долговым обязательствам (включая начисленные проценты), списанной в связи с прощением долга или по другим основаниям, если данные средства были предоставлены оператору или владельцу лицензии для финансирования деятельности по добыче углеводородного сырья на новом морском месторождении.

Специальные привилегии для организаций-владельцев лицензий:

- возможность создания резерва по расходам, связанным с ликвидацией шельфового проекта, для целей исчисления налога на прибыль организаций;
- в случае принятия решения о прекращении работ на участке недр в связи с экономической нецелесообразностью вся сумма расходов на освоение природных ресурсов (либо любая их часть) может быть отнесена на другое новое морское месторождение на данном участке недр;
- в случае принятия решения о прекращении права пользования недрами возможность отнести всю сумму понесенных расходов на освоение природных ресурсов (либо любую их часть) к расходам по новому морскому месторождению, разрабатываемому на других участках недр;
- владельцу лицензии предоставляется право включать в состав прочих расходов сумму фактических затрат в виде компенсации расходов на освоение природных ресурсов, ранее осуществленных прежним владельцем лицензии на пользование этим участком недр в целях ее приобретения;
- возможность учета расходов на поиск и оценку новых морских месторождений, а также НИОКР с коэффициентом 1,5.

Специальные привилегии для операторов новых морских месторождений:

- если оператором нового морского месторождения является иностранная организация, осуществляющая деятельность на территории РФ более чем через одно отделение, то такая организация вправе определять налоговую базу в целом по группе таких отделений; при этом все включенные в такую группу отделения должны применять единую учетную политику для целей налогообложения;
- к расходам оператора нового морского месторождения также относятся расходы в виде компенсации ранее понесенных расходов владельца лицензии, связанные с получением лицензии, а также платежи (бонусы, компенсации) за коммерческое открытие нового месторождения и аналогичные платежи.

В 2020 году Федеральный закон № 65-ФЗ дополнил перечень льгот, установив право субъектов РФ установить пониженную ставку налога на прибыль для владельцев лицензий на пользование участками недр, входящих в пятую группу НДД, в отношении прибыли, полученной с таких участков, а также для производителей СПГ и продукции

нефтехимии на мощностях, введенных в эксплуатацию с 2017 года. Также при установлении субъектом РФ пониженной налоговой ставки для резидентов Арктической зоны обнуляется федеральная часть ставки налога на прибыль для резидентов Арктической зоны, не осуществляющих деятельность по добыче полезных ископаемых, производству СПГ и продукции нефтехимии.

Таким образом, законодатель поощряет льготы не только для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий, но и для компаний, занятых сопутствующей деятельностью, в том числе обустройством инфраструктуры – решением одной из главных проблем при добыче на шельфе Северного Ледовитого океана.

Прочие льготы

Также Федеральный закон № 268-ФЗ предусматривает, что сделки между оператором и владельцем лицензии на разработку нового морского месторождения, заключенные в ходе осуществления деятельности по добыче углеводородов в отношении одного и того же месторождения, не подлежат контролю в соответствии с правилами трансфертного ценообразования РФ.

С 2014 года предусматривается освобождение от обложения налогом на имущество организаций объектов, расположенных на континентальном шельфе. Также освобождаются от обложения транспортным налогом стационарные и плавучие платформы, морские передвижные буровые установки и буровые суда.

Данные льготы существенно снижают налоговую нагрузку на шельфовые проекты и устраняют непредвиденные риски по операциям с иностранными партнерами, которые зачастую входят в консорциум в целях разработки шельфового участка недр.

НДС

Федеральным законом № 268-ФЗ была установлена ставка НДС 0% в отношении работ (услуг) по перевозке и транспортировке добытых на континентальном шельфе углеводородов за рубеж. НДС, уплаченный при приобретении услуг по разведке и добыче полезных ископаемых на континентальном шельфе, можно возместить из бюджета в том случае, если получатель услуг является налоговым резидентом РФ.

В 2020 году Федеральным законом № 195-ФЗ был расширен перечень работ и услуг, в отношении которых применяется ставка НДС 0%. В частности, в него были добавлены следующие работы и услуги:

- по перевозке морским транспортом товаров на морские суда в целях дальнейшего экспорта;
- по ледокольной проводке морских судов, вывозящих экспортируемые товары;
- операции резидентов Арктической зоны с товарами, помещенными под процедуру свободной таможенной зоны.

Тем самым законодатель расширил перечень операций, по которым применяется налога ставка 0% и целью которых является экспорт углеводородного сырья, что является логическим дополнением к льготам от 2014 года, а также ввел режим свободной таможенной зоны для резидентов Арктической зоны, который способствует развитию инфраструктуры и сопутствующей экономической деятельности.

Изменение инвестиционного климата

В современном мире крупнейшие компании имеют сложную международную структуру, а масштабные проекты, такие как разработка шельфа, зачастую невозможны без привлечения иностранных инвестиций. Изменения в международном налогообложении могут существенно повлиять на привлекательность шельфовых проектов.

30 апреля 2020 года Россия завершила внутренние процедуры, необходимые для принятия MLI – Многосторонней конвенции по выполнению мер, относящихся к налоговым соглашениям, в целях противодействия размыванию налоговой базы и выводу прибыли из-под налогообложения. Положения конвенции начнут применяться с 1 января 2021 года, что осложнит безосновательное применение льгот, закрепленных в соглашениях об избежании двойного налогообложения (СОИДН) с 44 юрисдикциями.

Однако главной новостью 2020 года в этой области является предложенное Президентом РФ изменение СОИДН в части отмены льготной ставки по дивидендам и процентам, выплачиваемым за рубеж. Уже с апреля Минфин России начал направлять предложения об изменении СОИДН Кипру, Люксембургу, Мальте и Нидерландам. На данный момент Кипр принял такие изменения с некоторыми послаблениями.

Вывод

Повышенный интерес иностранных инвесторов к участию в совместных предприятиях наблюдался с момента внесения Федерального закона № 268-ФЗ в Госдуму РФ, но санкции ЕС и США в 2014 году изменили планы по участию в консорциумах крупнейших инвесторов, таких как Exxon Mobil Corporation, Royal Dutch Shell и другие. Кроме того, санкции ограничили поставку в Россию оборудования и технологий, связанных с разработкой шельфовых месторождений. Несмотря на это, уже в 2017 году добыча нефти на российском шельфе, по данным Минэнерго России, выросла на 16% по сравнению с 2016 годом и составила 26 млн т, что является прямым следствием действующих с 2014 года льгот. По прогнозам министерства, к 2035 году добыча нефти на российском шельфе достигнет порядка 31–35 млн т в год.

Учитывая недавно принятые изменения, государством предлагается широкий перечень льгот по всем налогам, относящимся к добыче полезных ископаемых на шельфе и, в частности, в Арктической зоне, что является мощным стимулом к тому, чтобы обратить внимание на шельфовые проекты в данном регионе. Несмотря на сложные климатические условия и неразвитую инфраструктуру региона, предлагаемые льготы и преференции повышают экономическую привлекательность проектов в Арктике. ●

Литература

1. *Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть первая [Электронный ресурс]: от 31.07.1998 №146-ФЗ (в ред. От 20.07.2020) // Консультант Плюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/.*
2. *Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: от 05.08.2000 №117-ФЗ (в ред. от 15.10.2020) // Консультант Плюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/.*

KEYWORDS: *Arctic, production on the continental shelf, taxation, mineral extraction tax, tax on additional income from hydrocarbon production.*

АРКТИЧЕСКОЕ ПРОСТРАНСТВО РОССИИ

и четвертая промышленная революция

Диденко Николай Иванович
заведующий лабораторией «Системная динамика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, д.э.н., профессор

Скрипнюк Джамиля Фатыховна
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, д.э.н., профессор

Черенков Виталий Иванович
Высшая школа менеджмента, Санкт-Петербургский государственный университет, д.э.н., профессор

УДК332.1; 004

ЦЕЛЬЮ НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КОНТУРОВ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА, БАЗИРУЮЩЕГОСЯ НА ПЕРЕДОВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, ЦИФРОВЫХ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКИХ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ КОМПЛЕКСОВ И СИСТЕМ. ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ПОСТАВЛЕННОЙ ЦЕЛИ В СТАТЬЕ ИЗЛАГАЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ ЗАДАЧИ: СОДЕРЖАНИЕ СТРУКТУРЫ АРКТИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА КАК ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ; ПРОИЗВОДИТСЯ ОЦЕНКА ПЕРЕДОВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ЦИФРОВЫХ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАМКАХ ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ; ИЗЛАГАЮТСЯ ПРЕДПОСЫЛКИ И ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА РОССИИ

THE PURPOSE OF THIS ARTICLE IS TO REPRESENT THE CONTOURS OF THE RUSSIAN ARCTIC AREA, BASED ON ADVANCED PRODUCTION TECHNOLOGIES, DIGITAL INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES, TAKING INTO ACCOUNT THE PECULIARITIES OF THE DEVELOPMENT OF ARCTIC INFRASTRUCTURE COMPLEXES AND SYSTEMS. TO ACHIEVE THIS GOAL, THE ARTICLE SETS OUT THE FOLLOWING TASKS: THE CONTENT OF THE STRUCTURE OF THE ARCTIC AREA AS A CONTROL OBJECT; AN ASSESSMENT OF ADVANCED PRODUCTION TECHNOLOGIES AND DIGITAL INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES IS CARRIED OUT WITHIN THE FRAMEWORK OF THEIR POTENTIAL; OUTLINES THE PREREQUISITES AND MAIN FACTORS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC AREA OF RUSSIA

Ключевые слова: *Арктическое пространство, Индустрия 4.0, российская Арктика, цифровые платформы, сферы жизнедеятельности.*

Индустрия 4.0 или четвертая промышленная революция – эпоха инноваций, которая характеризуется переходом на полностью автоматизированное цифровое производство, сети цифровых платформ во всех сферах жизнедеятельности, управляемые интеллектуальными системами в режиме реального времени.

Новый тип построения социума основывается на таких сквозных технологиях, как роботизация, управление большими данными, блокчейн, интернет вещей, искусственный интеллект, «умные» сети.

Передовые производственные и цифровые информационно-коммуникационные технологии, базируясь на инновациях Индустрии 4.0, полностью изменят облик и арктического пространства, развитие арктических инфраструктурных комплексов и систем. Стратегической целью использования передовых производственных, цифровых информационно-коммуникационных технологий и механизмов в арктическом пространстве является обеспечение высокого качества жизни населения в соответствии с возможностями, которые открываются благодаря научно-техническому и организационному прогрессу.

Как должны меняться арктические условия жизни, как люди должны жить в Арктике, необходимо ли полностью ограничить деятельность людей в Арктике и машины должны заменить людей – это является объектом исследования в рамках возможностей четвертой промышленной революции.

Технологическая основа замены человека, использование тенденций мирового технологического развития, Индустрия IV определяют перспективы развития Арктики. При этом Арктическое пространство России рассматривается с позиции геоэкономического и геополитического пространства, с позиции значимости данной территории для последующих поколений. Значение сущности геоэкономика, которая введена в научный оборот в конце 1980-х годов [1], понимается как дисциплина, изучающая те аспекты международной конкуренции, где главными действующими лицами являются не промышленные корпорации или банки, а государства.

По сложившемуся мнению, суть анализа геоэкономического подхода состоит в том, что субъекты хозяйственной деятельности оценивают влияние на их стратегию на мировых финансовых и товарных рынках существующих международных тенденций, создаваемых властными политико-экономическими структурами в отношении территорий или определенных материальных и финансовых ресурсов [2].

Геоэкономическая и геополитическая составляющая в концепции обустройства российской Арктики обозначают следующее:

(А) Арктическое пространство является жизненным пространством будущих поколений россиян на долгосрочную перспективу.

(Б) Арктическое пространство является наиболее перспективным как для торговых отношений между странами Европы и Юго-Восточной Азии, так и для деятельности российского флота по выходу в Атлантический и Тихий океаны из любой точки северного побережья России. С таянием морского льда и "открытием" нового океана возникнут планы по использованию новых, более коротких маршрутов через Арктику. Северо-западный проход вдоль берегов Канады является конкурентом Северному морскому пути. Существуют потенциальные воздушные маршруты через Арктику, кратчайшие кроссполярные воздушные маршруты, авиационные трассы, пролегающие над территорией Северного Ледовитого океана и соединяющие Северную Америку со странами Восточной и Юго-Восточной Азии через воздушное пространство России.

(В) Арктическое пространство имеет чрезвычайную важность для обеспечения безопасности северных границ и военной безопасности региона. Военно-стратегические интересы по-прежнему играют важнейшую роль. Интересы России в Арктике закрывают «северное» направление в системе геополитических интересов и выполняют задачу обеспечения национальной безопасности страны.

(Г) Северный морской путь, связывающий Европейскую часть России с Сибирью и Дальним Востоком, является единственной магистралью, по которой северные регионы обеспечиваются жизненно необходимыми ресурсами.

(Д) Оценивая арктическое пространство, необходимо учитывать минеральные и животные ресурсы континентального шельфа и материковой части. По данным Геологической службы США, подо льдами Арктики залегает около 22% мировых неразведанных ресурсов углеводородов.

(Е) Освоение российской Арктики должно строиться с позиции структуризации геоэкономических и геополитических аспектов, выявленных потенциальных угроз российской экономике в Арктике, а также с учетом факторов оценки уровня освоения субпространств Арктического пространства РФ [3].

Целью излагаемой работы является представление контуров российского Арктического пространства, базирующегося на передовых производственных, цифровых информационно-коммуникационных технологиях с учетом особенностей развития арктических инфраструктурных комплексов и систем. Для достижения поставленной цели в статье излагаются следующие задачи: содержание структуры арктического пространства как объекта управления; производится оценка передовых производственных и цифровых информационно-коммуникационных технологий в рамках их потенциальных возможностей; излагаются предпосылки и основные факторы развития Арктического пространства России.

Структура российского арктического пространства

Понятие «пространство» имеет различный смысл в различных науках, начиная от физического пространства, в котором рассматривается совокупность различных предметов и, заканчивая кибернетическим пространством, представленным информационно коммуникационной сетью, потоками информации, деятельностью человека в сети. В статье в это понятие вкладывается ряд смыслов в соответствии с используемым для анализа подходом. При кибернетическом подходе оно рассматривается как совокупность технической, информационной и социальной составляющих. Рассматриваются субпространства многомерного пространства (геоэкономическое, демосоциальное, духовное, информационное, географическое и др.) [4].

Субпространство – это часть Арктического пространства, обладающая отличительными свойствами и имеющая свою цель развития [5].

За основные структурные составляющие арктического пространства принимаются или целевые субпространства в Арктическом пространстве, или опорные зоны, которые предусматривают развитие территории как целостного проекта, взаимоувязывая все отраслевые мероприятия на этапах целеполагания, планирования, финансирования и реализации, или сферы жизнедеятельности человека в Арктике, или все названные структурные составляющие арктического пространства вместе.

В исследованиях научно-исследовательской лаборатории «Системная динамика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого были представлены виды целевых субпространств, входящих в Арктическое пространство РФ: базовые города(крупные и средние производственные пункты); мобильные вахтовые поселки(способ освоения

Арктических территорий); территории добычи минерально-сырьевых ресурсов; территории рекреационного назначения; территории рыболовства; Северный морской путь; инфраструктура защиты безопасного существования в Арктике [6].

Среди возможных видов опорных зон выделяются: Кольская опорная зона, Архангельская опорная зона, Ненецкая опорная зона, Ямало-Ненецкая опорная зона, Воркутинская опорная зона, Таймыро-Туруханская опорная зона, Северо-Якутская опорная зона, Чукотская опорная зона, Республики Карелия опорная зона [7].

Среди возможных видов сфер жизнедеятельности человека в Арктическом пространстве выделяются: демографическая (демосоциальная), сфера природопользования, производственно-экономическая сфера, инновационно-технологическая сфера, социальная сфера, политическая сфера, духовная сфера [8].

С позиции геоэкономического пространства Арктика является тем пространством, где пересекаются экономика с политикой и безопасностью, при этом, выделяется трансфер знаний и технологий как ключевой фактор влияния на это геоэкономическое пространство.

Структуризация арктического пространства по различным признакам на однородные субпространства, обладающие устойчивыми отличительными свойствами, необходима для управления развитием сложноструктурируемого объекта управления – Арктического пространства и использования для этого программно-целевого подхода [9].

Передовые производственные и цифровые информационно-коммуникационные технологии в Арктическом пространстве

Основные технологические тренды в экономике стран мира характеризуются переходом к цифровой экономике. Использование передовых производственных и цифровых информационно-коммуникационных технологий является базой развития цифровой экономики. В различных странах мира правительства приняли официальные документы по переходу к цифровой экономике.

В Германии – это стратегия Industrie 4.0, основанная на концепции «Интернета вещей» (Internet of Things, IoT) и направленная на создание «киберфизических систем» (Cyber-Physical Systems, CPS) [10]. В Великобритании – стратегия High Value Manufacturing Catapult [11]. Во Франции – стратегия Usine du Futur [12]. В Италии – Fabbrica del Futuro [13]. В Нидерландах – Smart Factory, в Бельгии – Made Different. В США создан Консорциум промышленного Интернета (Industrial Internet Consortium, IIC) [14]. В Китае концепция «Интернет +», которая состоит из ряда направлений: «Интернет + Обрабатывающая промышленность», «Интернет + Финансы», «Интернет + Медицина», «Интернет + Правительство», «Интернет + АПК».

В России – это Программа развития цифровой экономики, которая была принята 6 июля 2017 года [15]. Особое внимание уделяется развитию компьютерного и телекоммуникационного оборудования: разработка отечественного программного обеспечения; создание «умных городов»; создание особых технологических медицинских центров; широкополосное покрытие сетью Интернет самых отдаленных уголков Российской Федерации [16].

Основа стратегий Industrie 4.0 – это передовые производственные и цифровые информационно-коммуникационные технологии. При этом, определение понятия «передовые технологии» менялись в течение последних десятилетий.

Приведем определение понятия «передовые производственные технологии». Pennings J.M. определяет передовые производственные технологии в широком смысле как автоматизированные производственные системы людей, машин и инструментов для планирования и контроля производственного процесса, в том числе закупки сырья, запасных частей и компонентов, а также отгрузки и обслуживания готовой продукции» [17]. Компьютеры играют центральную роль в передовых производственных технологиях в системе хранения и обработки данных. В большинстве случаев, как правило, передовые производственные технологии включают в себя:

- Автоматизированную систему проектирования, которая разрабатывает проекты, отображает их и сохраняет их для дальнейшего использования;
- Компьютеризованную производственную систему, которая преобразует информацию для производства и дополнительного контроля оборудования, материальных потоков и тестирования;
- Систему автоматического хранения и поиска для доставки или забора деталей между производственными отделами и отделами хранения;
- Контролирующий компьютер, который объединяет все перечисленные выше компоненты.

Передовые производственные технологии включают в себя инновационную интеграцию новых технологий, производственных процессов и методов управления с рабочей силы, организации и культуры предприятия, чтобы сформировать общую систему расширенного и технологичного производства. Mohanty R.P. [18] в рамках своего исследования выявил, что передовые производственные технологии, в тандеме с информационно-технологической революцией, преодолевают традиционные параметры массового производства, что привело в итоге к новой эре в производстве, в котором производители увеличивают скорость и гибкость производства при одновременном повышении качества продукции. Beaumont N.B. и R.M. Schroder [19] выделили основные преимущества от использования передовых производственных технологий: повышение производительности труда; повышение гибкости производства; снижение себестоимости.

Сегодня мировая экономика вступила в фазу быстрого развития передовых производственных технологий, передовых цифровых информационно-коммуникационных технологий и их конвергенции. Это приближает эру создания принципиально новой производственной системы – «цифровой фабрики» (англ. digital factory), особенно необходимой для условий Арктического пространства. Цифровая фабрика – это комплекс цифровых моделей, методов и инструментов, средств моделирования и 3D-визуализации, взаимосвязанных между собой на основе унифицированных систем управления данными.

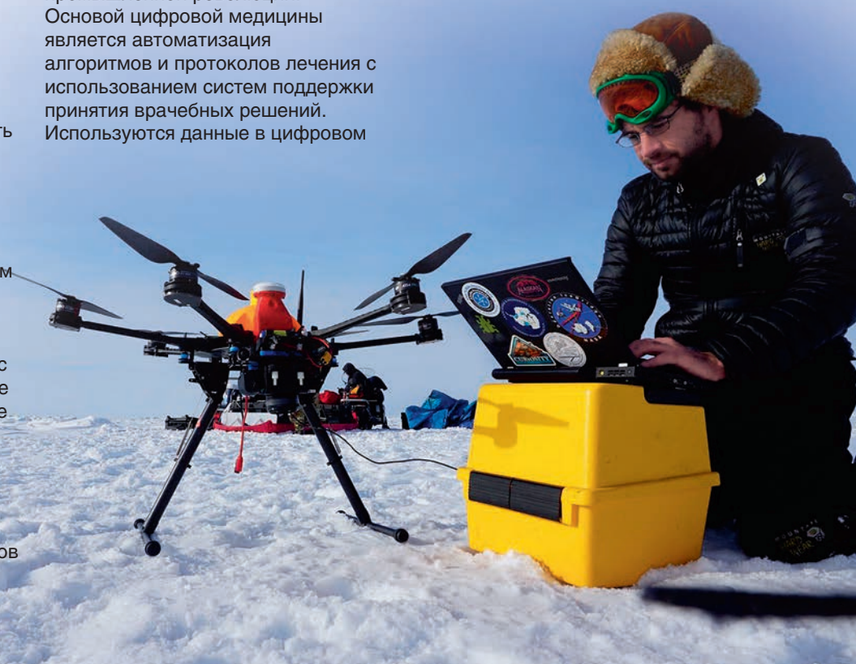
Информационно-коммуникационная инфраструктура позволит дистанционно управлять всеми ресурсами и использовать сквозные технологии по группам (точное литье, аддитивные технологии и др.).

В дополнение к аппаратным технологиям передовые производственные технологии – это широкий спектр «мягких» технологий производственных процессов. Производство «точно в срок» (JIT), общее управление качеством (TQM) и управление цепочками поставок – это лишь некоторые из множества «мягких» технологий, принятых производственными и перерабатывающими предприятиями во всем мире. Sanchez R. отметил, что изменился характер конкуренции в обрабатывающей промышленности. Требуются высококачественные и высоко конкурентные товары. Это создало спрос на «жесткие» и «мягкие» технологии, которые помогают сократить цикл проектирования и производства [20]. Но преимущества передовых производственных технологий принесут и массу недостатков. Один из них заключается в том, что технологически развитые роботы и машины будут уничтожать рабочие места, т.е. люди будут терять работу. По мере того, как люди теряют работу, у них будет трудное время, чтобы заработать, что затруднит им поиск денежных средств на проживание [21]. Другим недостатком высокоразвитой технологии является то, что машины и роботы сложны. Трудно активировать все имеющиеся у вас машины, если только вы не можете выполнять многозадачность. Более того, как и компьютеры, роботы и машины будут легко ломаться, и в большинстве случаев это создаст большие расходы на их ремонт. При этом трудности, которые возникают при реализации проектов с использованием передовых производственных технологий, частично возможно компенсировать с позиций устойчивого развития. Но Арктическая территория РФ характеризуется слабой заселенностью, дороговизной рабочей силы, богатством природных ресурсов, суровым климатом. Такие условия диктуют необходимость рассмотрения Арктической территории РФ в качестве многомасштабной системы, для которой жизненно необходимо создавать экономику нового типа, основанную на использовании передовых производственных и цифровых информационно-коммуникационных технологий.

Значение техники в жизни человека постоянно возрастает. Возрастание значения техники приводит к тому, что необходимо не только иметь технические средства защиты от неблагоприятных арктических условий, а также возможность замены человека техникой. Технологические тенденции развития мировой экономики являются необходимой базой для этого. Ниже изложены некоторые из технологических решений, которые могут применяться в сферах жизнедеятельности арктического пространства.

Цифровые технологии в социальной сфере. Арктическая медицина. Цифровая медицина – это организация медицинской помощи с использованием технологий четвертой промышленной революции. Основой цифровой медицины является автоматизация алгоритмов и протоколов лечения с использованием систем поддержки принятия врачебных решений. Используются данные в цифровом виде, осуществляется обработка big date, используются результаты анализа больших данных совместно с традиционными технологиями оказания медицинской помощи. Имеется задел технических и технологических решений, позволяющих разработать и производить высокотехнологичное оборудование для диагностики, анализа и лечения самых различных болезней. Имеются технологические возможности для производства неизвестных ранее лекарств. Для арктического пространства особенно важным является диагностирование болезни в on-line режиме. А аддитивные технологии позволяют производить, например, зубные протезы и различные органы для замены непосредственно в пунктах Арктического пространства. Необходимо только одно – наличие инвестиций в арктическую медицину.

По аналогии с принципиально новой производственной системой – «цифровой фабрикой» можно представить «цифровую клинику»: компьютерная аппаратура широко используется при постановке диагноза, проведении обследований и профилактических осмотров; используются микрокомпьютерные технологии рентгеновских исследований; рентгеновские снимки существуют в цифровой форме; телекоммуникационные сети используются для пересылки сообщений; банки медицинских



данных используются для информирования врачей о последних научных и практических достижениях. Компьютерные системы играют роль больного в процессе повышения квалификации медицинских работников. И это не фантастика, если человек играет с компьютером в шахматы и только отдельные люди в редких случаях могут выиграть. Медицинские компьютерные устройства взаимодействуют как друг с другом, так и с человеком.

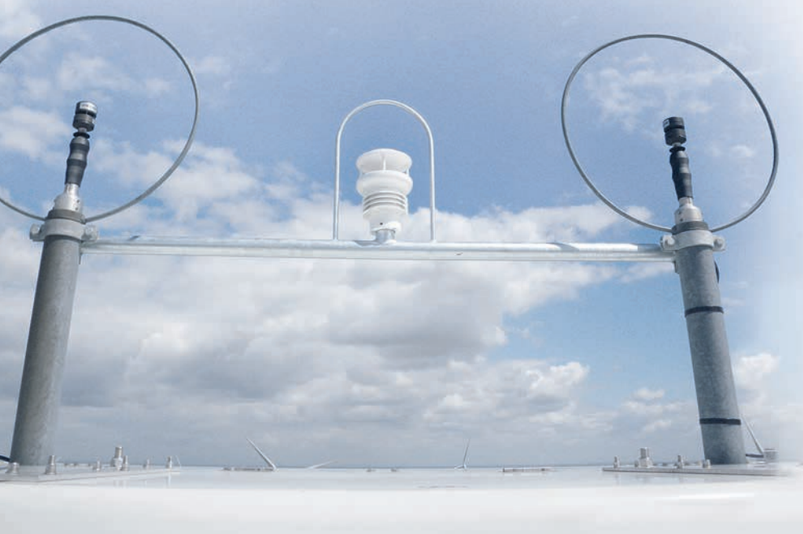
Быт. Количество цифровых устройств в каждом доме постоянно увеличивается. Компьютеры, смартфоны, бытовая электроника – количество гаджетов растет постоянно. Умная розетка может сообщить о не выключенном утюге, стиральная машина просигнализирует о возможной поломке механизма, очки подадут сигнал о том, где они находятся.

Покупки и виртуальные зеркала. Благодаря компьютеру и цифровым технологиям не нужно будет стоять в очереди в примерочную кабинку магазина, чтобы примерить тот или иной пиджак. Реальную примерку заменяет виртуальная. Компьютерная программа создаст при помощи высокоточной камеры, отлично улавливающей малейшие движения, трехмерное изображение, которое поможет во всех подробностях рассмотреть, как сидит на вас платье, блузка или брюки [22].

Цифровые технологии в демографической (демосоциальной) сфере. Индустрия развлечений для детей: специальные шлемы и костюмы, позволяющие ощутить взаимодействие с виртуальным миром, гарантируя полное погружение в другую действительность.

Цифровые технологии в сфере природопользования. Только 5% Арктики в настоящее время картографировано в соответствии со стандартами XXI века. Заниматься этой работой в чрезвычайно суровых арктических условиях нецелесообразно, когда можно решить подобную задачу с помощью необитаемых аппаратов. К примеру США намерены в ближайшем будущем приступить к применению в Арктике трех основных видов робототехники для изучения местности. Первый вид – это небольшие беспилотные летательные аппараты (БПЛА), второй вид – более крупные БПЛА, которые будут находиться в воздухе значительно дольше, и третий вид – необитаемые подводные аппараты. Существуют и другие технологии, включая беспилотные корабли, которые используются как платформы для ведения разведки. Правительство РФ утвердило выделение 6,9 млрд рублей на строительство ледостойкой самодвижущейся платформы «Северный полюс», которая будет предназначена для исследования и мониторинга природной среды в Арктике.

Цифровые технологии в производственно-экономической сфере. Цифровые технологии – это способ сделать более эффективным любые промышленные процессы, используя сверхточные методы оценки и измерения результатов производственной деятельности. Компании могут создавать все больше продукции в более краткие сроки и реализовывать изделия по всему миру. Передовые современные цифровые технологии помогают наращивать темпы выпуска продукции, автоматизировать бизнес процессы внутри компаний, вести финансовый учет, основываясь на реальных статистических данных. Каждая компания может быть подключена к глобальной сети и находится под полным контролем владельца, одновременно с управляющими. Любая крупная организация имеет возможность расширять сферу своей деятельности, используя глобальную сеть. Быстрый доступ к любой географической точке делает управление бизнесом максимально эффективным. Интернет становится не только способом обмена информации. Цифровые технологии позволяют создавать модель физического мира Арктики.



Цифровые технологии в инновационно-технологической сфере. Цифровые технологии позволят быстро развивать климатические, метеорологические, гидрологические, геофизические, биомедицинские наблюдения. Автоматизация информационных процессов позволяет вести учет, основываясь на реальных статистических данных.

Цифровые технологии в политической сфере. Цифровые информационные технологии создают глобальный охват населения, придают новую форму, характер и динамику политическим и культурным процессам. Это важно при низкой плотности населения в Арктике.

Цифровые технологии в духовной сфере. Снижение потребностей в человеческих ресурсах на производстве позволяет освобождать созидательные резервы общества, направляя их на развитие духовности и культуры. Цифровые информационные технологии позволят приблизить музейные шедевры столичных городов к Арктическим городам и поселкам.

Конвергенция передовых производственных и информационно-коммуникационных технологий в арктической нефтяной промышленности. Главные технологии в нефтедобыче Арктических стран направлены на преодоление трудных природно-климатических и геологических условий. Бурение на шельфе осуществляется с плавучих буровых платформ, которые могут работать в холодных водах и являются ледостойкими. Есть и другие возможности работы на шельфе: например, на шельфе Аляски используют иногда искусственные насыпные острова, а также наклонное и горизонтальное бурение с берега. Морские платформы – это инженерные комплексы, при помощи которых осуществляется как бурение, так и последующее извлечение нефти из-под морского дна. В таких условиях современные технологические тенденции в сфере нефтедобычи в Арктике направлены на выработку новых решений для морских платформ, систем автоматизации контроля добычи нефти, в целях обеспечения бесперебойного процесса добычи, а также быстрой ликвидации возможной аварии, чтобы не допустить попадания нефти в окружающую среду.

Подводные нефтедобывающие комплексы. Среди всех технологических решений применение подводных промыслов с позиции уменьшения занятости человека является наиболее перспективным, так как подводные промыслы могут быть полностью автономными, По сравнению с традиционными методами освоения данный способ целесообразно рассматривать в качестве ведущих для освоения арктических ресурсов углеводородов. К настоящему времени на морском дне уже реализованы два этапа извлечения нефти, разработанные компанией «General Electric». Первый этап – «подводная сепарация». На этом этапе от сырой нефти, идущей из месторождения, отделяются нефть, газ и вода. Второй этап – «форсирование», помогает выталкивать залежи нефти на поверхность. Компания «General Electric» построила первые подводные сепарационные и форсирующие установки для норвежской нефтегазовой компании «Statoil». Они функционируют на глубине 400 м под водой в 80 км от берега Норвегии [23].

Беспилотники. Инженеры NASA в Арктике будут тестировать беспилотники, которые разработаны для Марса. БПЛА созданы с таким расчетом, чтобы они могли летать в условиях разряженной атмосферы, которая присутствует на Марсе. Арктика выбрана по причине сходства ландшафта Марса, а тестировать аппараты будут на острове Девон.

Автоматизированное бурение. Появление автоматизированного бурения имеет свои корни в Арктике. В 2006 году на острове Девон, входящем в территорию Нанавут (Канада), НАСА проводило испытания опытного образца бура для исследований на Марсе, в ходе которых впервые был осуществлен полный контроль буровой установки автоматикой. В то время как марсианский бур призван заниматься поиском воды и жизни на красной планете, аналогичные технологии позволят арктической нефтяной промышленности работать в неблагоприятных природных условиях без риска для человеческой жизни.

Прообраз социокиберфизических систем. Белани, вице-президент Schlumberger по технологиям, отмечает: подобно тому как Amazon открыл в Сиэтле магазин без кассиров, в скором времени обслуживанием скважин сможет заниматься впятеро меньше людей, чем это необходимо сейчас. Для работы на буровых установках на сланцевых месторождениях, где сейчас работает по 26 человек, через пять лет потребуется только пять человек [24].

Использование облачных вычислительных мощностей. Такие компании как Schlumberger (крупнейшая в мире нефтесервисная компания) имеют офисы в Кремниевой долине, где они сотрудничают с такими соседями как Google, приобретая опыт применения алгоритмов машинного обучения на огромных массивах данных. Работая с Google, инженеры Schlumberger используют облачные вычислительные мощности этой интернет-компании, чтобы «достичь нового уровня вычислений в нефтегазовой сфере».

Машинное обучение компьютеров. Благодаря машинному обучению, компьютеры могут анализировать информацию без специального программирования, и как следствие, нефтяные и газовые компании могут находить новые модели применения имеющихся массивов данных для сейсмического анализа и оптимизации добычи.

Технологии больших данных на основе использования распределенной структурированной и неструктурированной информации из различных источников для формирования аналитики

Нефтяные компании уже давно собирали огромные объемы геологических данных с тех самых пор, как начались разведочные работы, и теперь хранение данных значительно дешевле, а алгоритмы машинного обучения могут помочь извлечь пользу из больших данных. Так объем данных в распоряжении Chevron удваивается каждые 12–18 месяцев.

Использование самоходных роботов. Существуют параллели между изобретениями НАСА и нефтегазовой промышленностью в Арктике. Американская компания Energid Technologies разработала для НАСА программное обеспечение для контроля луноходов, которое сейчас используется нефтяными компаниями для программирования роботов для определения границ площадок бурения на морском дне.

Развитие новых технологий, таких как автономные аппараты, может также облегчить наблюдение за береговыми и морскими трубопроводами. За счет этого бурение скважин в Арктике может стать безопаснее и для окружающей среды, по причине усиления наблюдения, и для людей, которым больше не придется бороться со сложными погодными условиями при проведении контроля. В скором времени автоматизированные роботы смогут проверять наличие утечек, невзирая на штормовые условия в море, при которых люди вынуждены были бы оставаться на берегу, а использование автоматизированных систем контроля буровых труб сократит риск для персонала за счет устранения необходимости его нахождения на палубе буровой установки. Более того: внедрение технологий автоматизации бурения со временем приведет к полной автоматизации буровых работ,

как утверждается DNV GL Group AS, норвежской компанией по управлению рисками.

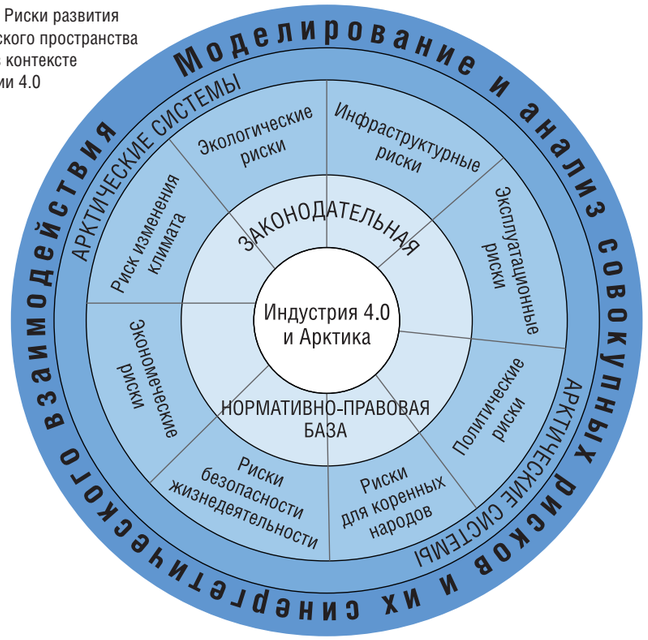
Уровень компетенции. И наконец, поскольку углеводородный сектор движется по пути высоких технологий, от работников потребуется еще более высокий уровень компетенции. В ближайшем будущем на морские нефтяные платформы могут потребоваться инженеры программного обеспечения, а не операторы буровых установок. Становится все более важным выдвинуть на первое место в развитии Арктики образование, а не добычу.
На первый план выдвигаются компетенции цифрового мира. Базовые компетенции цифрового мира в XXI веке-это цифровая грамотность / ИКТ-Грамотность в области информационных и коммуникационных технологий, профессиональные навыки работы в цифровой экономике, менеджмент, управление проектами, специфика арктических систем и процессов.

Основные направления и предпосылки развития Арктического пространства России в контексте Индустрии 4.0

Первое направление развития Арктического пространства России – это ориентация на создание умных продуктов, процедур и процессов. Умные фабрики будут представлять собой ключевую особенность экономики нового типа российского Арктического пространства. На таком производстве люди, машины и ресурсы сообщаются друг с другом так же, как и в социальной сети. Умная фабрика – это ключевой компонент завтрашних интеллектуальных инфраструктур производственно-экономического подпространства или производственно-экономической сферы деятельности. Интеллектуальные инфраструктуры должны быть реализованы на междисциплинарной основе и в тесном сотрудничестве с интеллектуальными инфраструктурами других подпространств.

Интеграция информационных технологий и концепций, активно развивающихся в XXI веке, создает предпосылки к формированию

РИС. 1. Риски развития Арктического пространства России в контексте Индустрии 4.0



локальных арктических киберфизических комплексов/систем. Киберфизические комплексы/системы – это образования, состоящие из различных природных объектов, искусственных подсистем и управляющих контроллеров, позволяющих представить такое образование как единое целое. Компьютеры осуществляют мониторинг и управление физическими процессами. Киберфизические комплексы/системы объединяют большие данные и аналитику, роботов, облачные вычисления, интернет вещи, дополненную реальность и 3D-печать.

Область применения киберфизических комплексов/систем распространяется на все виды человеческой деятельности во всех подпространствах российского Арктического пространства.

Имеются достаточно серьезные предпосылки создания киберфизических комплексов/систем для Арктики.

Первая – рост числа устройств со встроенными микропроцессорами и средствами хранения данных, другими словами, прорыв в электронике в области создания микродатчиков.

Вторая – интеграция, позволяющая объединять отдельные технические компоненты в большие системы и создавать Интернет вещей (IoT), промышленный интернет.

Третья – ограничение когнитивных способностей человека по сравнению с возможностями машины, что приводит к необходимости выводить человека из контуров управления и передавать эти функции машине.

Четвертая – действие третьей предпосылки в арктических условиях более выражено по сравнению с другими регионами.

Пятая – технических возможностей в XXI веке для создания киберфизических комплексов/систем в избытке [25].

Вторым направлением развития Арктического пространства России является ориентация на создание цифровой платформенной экономики, в которой используемые инструменты и механизмы на основе Интернета и онлайн-платформ составляют фундамент экономической и социальной жизни [26].

Платформенная экономика (англ. platform economy) – экономическая деятельность, основанная на платформах, под которыми понимаются онлайн системы, предоставляющие комплексные типовые решения для взаимодействия между пользователями, включая коммерческие транзакции. Платформенная экономика представляет собой использование для работы организаций внешних платформ, не находящихся в собственности организации и не контролируемых ими. Платформы включают аппаратное, программное обеспечение и услуги. Они сводят напрямую производителей и конечных потребителей, которые могут взаимодействовать без посредников. Платформы позволяют различным организациям и компаниям делиться информацией и таким образом существенно улучшать сотрудничество, создавать инновационные продукты и принимать различные решения. В последнее время наблюдается стремительный рост цифровых платформ. Примеры наиболее известных платформ – это социальные сети (Facebook и др.), интернет-аукционы и розничная торговля (например, Amazon), транспорт (Uber).

Третье направление развития Арктического пространства – это ориентация на создание бизнес-модели компаний на базе платформ, платформы как новые модели бизнеса. Типы бизнес-моделей платформенных компаний: (a) внутренние платформы на основе модели «цифрового двойника» (автомобильная компания «BMW», китайские производители мотоциклов); (b) платформы-интеграторы (такие как Uber, Avito, BlaBlaCar, Юла и др. – рыночный тип платформ), чаще называемые двусторонними рынками; (c) многосторонние платформы (пример, платформа компании «1С»).

В работах Ф. Саймона (Simon, 2011) [27], Д. Йоффе и М. Кусумано (2016) [28] анализируются платформенные стратегии крупных компаний. Д. Тапскотта и Э. Уильямс (2009) [29] описывают многочисленные примеры функционирования платформ и экосистем бизнеса в производственной сфере. С. Мюгге (Muegge, 2013) [30], А. Гавер и Кусумано (Gawer, Cusumano, 2014) [31, 32] рассматривают отраслевые платформы и формируемые на их основе экосистемы инноваций. Развитие Арктического пространства России в контексте Индустрии 4.0 рассматривается и в научно-исследовательской лаборатории «Системная динамика» Института промышленного менеджмента, экономики и торговли Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. При этом, учитываются риски этого многоэтапного, трудозатратного и капиталоемкого процесса (рис.1).

Литература

1. *Luttwak, Edward. Turbo capitalism. Winners and Losers in the Global Economy" – Weidenfeld & Nicolson, London, 1998 / HarperCollins, New York, 2000. – 290 p.*
2. *Жан К., Савона П. Геоэкономика. Господство экономического пространства: Пер. с итал. / К. Жан, П. Савона. – М.: AdMarginem, 1997.*
3. *Арктическое пространство России в XXI веке: факторы развития, организация управления / под ред. акад. В.В. Ивантера. – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого; Издательский Дом «Наука», 2016. – 1016 с.*
4. *Владимир Дергачев. Цивилизационная геополитика (Большие многомерные пространства). Научная монография. – Одесса: ИПРЭЭИ НАНУ, 2003. – 262 с.*
5. *Диденко Н.И., Шейкина А.И. Целевые субпространства и синергетический эффект освоения Арктической зоны РФ. Экономика и социум: современные модели развития, 2016. – № 14 – С.15–32.*
6. *Диденко Н.И., Скрипнюк Д.Ф. Концепция модернизации экономики региона Арктической зоны в условиях современного развития мировой экономики. Арктика: История и Современность, Труды Второй международной научной конференции. Часть I, 19–20 апреля 2017 г. – С. 279–288.*
7. *Разработка иерархической интеллектуальной системы моделей для управления реализацией передовых производственных технологий в сферах жизнедеятельности восьми опорных зон развития Арктики (Кольская;Архангельская; Ненецкая; Воркутинская; Ямало-Ненецкая; Таймыро-Туруханская; Северо-Якутская; Чукотская) / авторский коллектив ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого». Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2017 г. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2017.*
8. *Киккас К.Н. Моделирование устойчивого развития арктического региона России. МИР (Модернизация. Инновации. Развитие), 2015; Т. 6 (4(24)). – С. 142–147.*
9. *Диденко Н.И., Конахина Н.А., Скрипнюк Д.Ф., Шейкина А.И. Обзор подходов экономического развития территории Арктической зоны РФ, представленной в виде целевых субпространств. МИР (Модернизация. Инновации. Развитие), 2015. – Т. 6. № 4. – С. 148–159.*
10. *Обеспечение будущего немецкой промышленности. Рекомендации по внедрению стратегической инициативы «Индустрия 4.0». Финальный отчет рабочей группы «Индустрии 4.0». URL: https://json.tv/tech_trend_find/buduschee-nemetskoy-promyshlennosti-20160214124513.*
11. *Digital Transformation Monitor, United Kingdom HVM Catapult, January 2017. URL: https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/dem/monitor/sites/default/files/DTM_HVM%20Catapult%20v1.pdf.*
12. *Digital Transformation Monitor, France: Industrie du Futur, January 2017. URL: https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/dem/monitor/sites/default/files/DTM_Industrie%20du%20Futur%20v1.pdf*
13. *The book of the Italian Flagship Project "La Fabbrica del Futuro" (Factory of the Future). URL: https://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-319-94358-9*
14. *The Industrial Internet Consortium (IIC): The Digital Transformation in Industry White Paper. URL: https://www.iiconsortium.org/press-room/07-29-20.htm*
15. *Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 г. № 1632-р. URL: http://static.government.ru/media/files/9gFM4FHj4PsB79I5v7yLVuPgu4bvR7M0.pdf*
16. *Цифровая экономика в России. URL: https://fb.ru/article/334484/tsifrovaya-ekonomika-v-rossii*
17. *Pennings J.M. Technological Innovations in Manufacturing. In New Technology as organisational Innovation. ed. A. Buitendam, 197–216. Cambridge, MA: Ballinger. 1987.*
18. *Mohanty R.P. Analysis of justification problems in CIMS: review and projections. International Journal of Production Planning and Control. 4 (3). 1993, pp. 260–271.*
19. *Beaumont N.B. and Schroder R.M. Technology, Manufacturing Performance and Business Performance amongst Australian Manufacturers. Technovation. 17 (6). 1997, pp. 297–307.*
20. *Sanchez R. and Mahoney J. T. Modularity, Flexibility and Knowledge Management in Product and Organization Design. Strategic Management Journal. 1996. Vol. 17. Special Issue Winter, pp. 63–76.*
21. *Blanchard O., Lopez-de-Silanes F., Shleifer A. What Do Firms Do with Cash Windfalls? Journal of Financial Economics. 1994. Vol. 36. No 3, pp. 337–360.*
22. *Цифровые технологии – это будущее человечества. URL: http://fb.ru/article/335698/tsifrovyie-tehnologii---eto-buduschee-chelovechestva*
23. *Машины с морского дна: сепарационные и форсирующие установки GE. URL: http://gereports.ru/post/108242883080/podvodnaja-dobycha-nefti.*
24. *Annual Report 2016 (SEC Filing Form 10-K) (англ.). Schlumberger, ltd (25 January 2017)*
25. *Edward A. Lee, The Past, Present and Future of Cyber-Physical Systems: A Focus on Model. Sensors, 15(3), 4837–4869, 2015.*
26. *Parker G. G., Alstyne Marshall W. V., Choudary S.P. Platform Revolution: How Networked Markets Are Transforming the Economy and How to Make Them Work for You, 2016, p. 256.*
27. *Simon Ph. The age of the platform: How Amazon, Apple, Facebook, and Google have redefined business. New York: Motion Publishing, 2011.*
28. *Yoffie D., Cusumano M. Strategy rules: Five timeless lessons from Bill Gates, Andry Grove and Steve Jobs. Moscow: Mann, Ivanov i Ferber, 2016.*
29. *Tapscott D., Williams A. Wikinomics.11oce mass collaboration changes everything. 2009, St. Petersburg: Best Business Books.*
30. *Muegge S. Platforms, communities and business ecosystems: Lessons learned about technology entrepreneurship in an interconnected world. Technology Innovation Management Review, 2013, Vol. 3, No. 2, pp. 5–15.*
31. *Gawer A., Cusumano M. Industry platforms and ecosystem innovation. Journal of Product Innovation Management, 2014, Vol. 31, No. 3, pp. 417–433.*
32. *Маркова В. Д. Бизнес-модели малых инновационных компаний. Инновации, 2010. № 10. С. 38–43.*

KEYWORDS: *Arctic area, Industry 4.0, Russian Arctic, digital platforms, spheres of life.*

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений

УДК 620.91

ОБОСНОВАНА АКТУАЛЬНОСТЬ И НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. РАЗРАБОТАНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И КОМБИНАЦИЯ ДАННЫХ СИСТЕМ, КОТОРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОВЕДЕНА ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭКЛЕКТИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДОКАЗЫВАЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ СТРУКТУР АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

THE ACTUALITY AND NECESSITY OF USING COMBINED SOURCES OF ELECTRIC ENERGY IN THE ARCTIC CONDITIONS TO ENSURE RELIABLE FUNCTIONING OF RESPONSIBLE CONSUMERS OF OIL AND GAS FIELDS HAVE BEEN SUBSTANTIATED. A MATHEMATICAL AND SIMULATION MODEL OF VARIOUS POWER SUPPLY SYSTEMS BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES AND A COMBINATION OF THESE SYSTEMS, WHICH IS THE MOST PROMISING, HAVE BEEN DEVELOPED. BASED ON THE RESULTS OF MATHEMATICAL MODELING, AN EFFECTIVENESS ASSESSMENT OF THE USE OF COMBINED SOURCES OF ECLECTIC ENERGY IN THE ARCTIC CONDITIONS HAS BEEN CARRIED OUT. THE OBTAINED RESULTS PROVE THE EFFECTIVENESS OF USING COMBINED STRUCTURES OF AUTONOMOUS ENERGY SOURCES

Ключевые слова: *возобновляемые источники энергии, солнечные электростанции, ветряные электростанции, нефтедобыча, нефть, газ, Арктика.*

Зимин Роман Юрьевич

кафедра электроэнергетики и электромеханики, аспирант, Санкт-Петербургский горный университет

Кучин Вячеслав Николаевич

кафедра бурения скважин, аспирант, Санкт-Петербургский горный университет

Геологоразведочные работы (ГРР) все чаще и чаще проводят в труднодоступных и удаленных от централизованного энергоснабжения районах. Несмотря на ускоряющееся развитие технологий использования различных альтернативных источников энергии, в мире в настоящее время наблюдается рост потребности в углеводородном (УВ) сырье, что влечет за собой необходимость расширенного восполнения его запасов [2].

В России это осуществимо в течение следующих двух–четырех десятилетий (на протяжении 2020–2060-х гг.), но только за счет эффективного освоения ресурсов УВ как на суше, так и на шельфе, прежде всего в наиболее перспективных арктических и дальневосточных морях. Согласно уточненным результатам количественной оценки ресурсов УВ в 2012 г. установлено, что на шельфах морей России сосредоточены запасы природного газа, конденсата, нефти и растворенного газа в объеме более 122 млрд т.у.т. (извл.) [3, 6].

Основным источником энергоснабжения в таком случае для буровых установок являются дизельные электростанции, потребляющие дорогое дизельное топливо [8]. Бурение геологоразведочных скважин осуществляется буровыми установками различных типов, при этом в процессе бурения характерна неравномерность нагрузок.

Основные потребители электроэнергии в Арктике

Удаленность участков работ на значительные расстояния друг от друга исключают возможность получения энергии от централизованных систем энергоснабжения. В таком случае принимается энергообеспечение от индивидуальных энергоисточников небольшой мощности.

На примере, полуострова Ямал, который является стратегическим нефтегазоносным регионом России. Разведанные и предварительно оцененные запасы газа здесь превышают 16,7 трлн куб. м. В перспективе Ямал станет одним из трех основных центров российской добычи газа с потенциально возможной ежегодной производительностью до 10–360 млрд куб. м газа [5].

В частности, на Бованенковском месторождении впервые в России используется единая производственная инфраструктура для добычи газа из сеноманских (глубина залегания 520–700 м) и апт-альбских (глубина залегания 1200–2000 м) залежей. [4] Такой подход дает значительную экономию средств на обустройство и повышает эффективность эксплуатации месторождения. Бурение эксплуатационных скважин ведется отечественными буровыми установками пятого поколения «Екатерина», воплотившими в себе лучшие конструкторские идеи. Подготовка газа к транспорту осуществляется наиболее современным и экологически чистым методом низкотемпературной сепарации с применением отечественных турбодетандеров. На всех промыслах Бованенковского месторождения используются современные системы автоматизации технологических процессов и малолюдные технологии.

Полуостров Ямал находится в Ямало-Ненецком Автономном округе и очень богат полезными ископаемыми, тем самым очень привлекателен для нефтегазодобывающих компании и по этой причине ЯНАО и полуостров Ямал активно развиваются не смотря на сложные условия: непроходимая тундра, суровый климат, отсутствие инфраструктуры.

Маршруты и тарифы

Северное направление: от города Лабытнанги берет свое начало зимник самый протяженный и самый загруженный в этом регионе. Маршрут зимника пролегает от г. Лабытнанги до поселка Бованенково. Протяженность Лабытнанги–Бованенково около 650 км.

Далее зимники:

- Бованенково–Сабетта протяженность около 1200 км.
- Бованенково–Сеяха протяженность около 800 км.
- Лабытнанги–Новый Порт протяженность: около 400 км. От поселка Новый Порт продолжается зимник до п. Мыс Каменный и еще через 40 км от п. Мыс Каменный по пути встречается поселок Нурма.

Стоимость

По данному направлению стоимость перевозки по зимнику складывается из нескольких факторов (основной расчет ведется исходя из параметров): количество груза и его весогабаритных характеристик, маршрут перевозки, тип подвижного состава.

Пример: требуется перевезти 10 генераторов каждый весом 1,6 тонн в пункт назначения п. Новый Порт. Общий вес груза составит 16 тонн. Для перевозки этого груза потребуется вездеход с полуприцепом грузоподъемностью до 20 тонн. Протяженность зимника равна: 400 км. По всем маршрутам, существует определенный тариф на перевозку, например 20 руб./тонна/км. Исходя из вышесказанного, вычисляем стоимость доставки:

20 рублей 16 тонн 400 км = 128 000 рублей.

Итого стоимость доставки по зимнику, получается 336 000 рублей. Так же стоит учитывать, что расчет ведется приоритетно, исходя из грузоподъемности автомобиля, т.е. если у вас груз весит 1 тонну, его нужно везти на вездеходе грузоподъемности 16 тонн, то расчет будет исходя из веса в 16 тонн [5].

Восточное направление менее загруженное, но не менее важное. Основным является зимник Лабытнанги – Салехард – Яр Сале. Он пролегает через:

- п. Салемал – около 180 км
- п. Белоярск – около 350 км
- п. Панаевск – около 220 км
- п. Сюнай Сале – около 300 км
- п. Аксарка – около 300 км.

Требуется перевезти 1 экскаватор, вес которого 30 тонн в пункт назначения п. Белоярск. Груз является негабаритным: тяжеловесным или крупногабаритным. Для перевозки данного груза потребуется вездеходный трал. Протяженность зимника 350 км. По всем маршрутам существует определенный тариф. При перевозке негабаритного груза он составляет минимум 40 руб./тонна/км.

Исходя из вышесказанного вычисляем стоимость доставки:

40 рублей 30 тонн 350 км = 420 000 рублей.

При расчете негабаритного груза стоит учитывать специфику каждого зимника, так как часть зимников проходит по рекам, где часто существует ограничение по общей массе автопоезда.

Южное направление: Третьим, но не менее востребованным является зимник Лабытнанги–Мужи–Горки. Зимник пролегает через: п. Шурышкары.

Протяженность зимника по маршруту:

Лабытнанги–Мужи – около 250 км.

Лабытнанги–Мужи–Горки – около 340 км.

Ведется строительство круглогодичной дороги связывающей район Салехарда с автомобильными дорогами России. Дорога будет пролегать от г. Надым до г. Салехард, но сроки сдачи в эксплуатацию постоянно откладываются, поэтому актуальным и на сегодняшний день остается железная дорога, связывающая данный регион со всем остальным миром [21].

Энергоснабжение на полуострове

Для обеспечения эффективного электроснабжения в условиях автономной энергосистеме необходимо использовать возобновляемые источники энергии. Наиболее простым в использовании и дешевым с точки зрения получения электрической энергии являются солнечные установки [20].

РИС. 1. Уровень солнечной инсоляции субъектов РФ

РИС. 2. Средняя скорость ветра на территории РФ

Необходимо учитывать, что в климатических условиях крайнего севера, солнечной энергии будет недостаточно для осуществления полноценной деятельности добычных установок нефти и газа.

Солнечная генерация ЭЭ

Таким образом, наиболее перспективным источником электрической энергии в условиях Арктики является комбинация электроэнергетических комплексов с различными способами получения электрической энергии [10, 18].

Таким комплексом может быть комбинация солнечной, ветряной и дизельной генерации электрической энергии [15].

Принцип действия данной комбинации заключается в непрерывной генерации электрической энергии от трех видов энергии.

Солнечная электростанция работает на основе генерации электрической энергии из энергии солнца.

На основе карты солнечной инсоляции можно рассчитать выработку электроэнергии в зависимости от площади панелей. Максимальный КПД от солнечных панелей может достигать около 12–15% [16, 19].

На основании карты инсоляции РФ [17], расчета солнечных дней, анализа технических характеристик солнечных панелей был произведен технико-экономический анализ строительства СЭС. Месячная сумма солнечной радиации показана в таблице 1.

Основные полученные технические характеристики СЭС: количество панелей: 20 000 шт. (ФМС – 300 (Россия)), площадь СЭС – 38 000 м²; мощность солнечной ЭС – 6 МВт.

Энергия ветра

Ветряные электростанции работают от энергии ветра. На рисунке представлена карта средней скорости ветра. На основе полученных данных установлено, что средняя скорость в условиях Арктики составляет более 5 м/с [1, 7].

С теоретической позиции, мощность ветряной энергетической станции считают по формуле:

$$N = pSV^3/2,$$

где:

- p – плотность воздушных масс;
- S – общая обдуваемая площадь лопастей винта;
- V – скорость воздушного потока;
- N – мощность потока воздуха.

Так как N – параметр, кардинально влияющий на мощность ветрогенератора, то реальная мощность установки будет находиться недалеко от вычисленного значения N [12].

Комбинированные источники электрической энергии

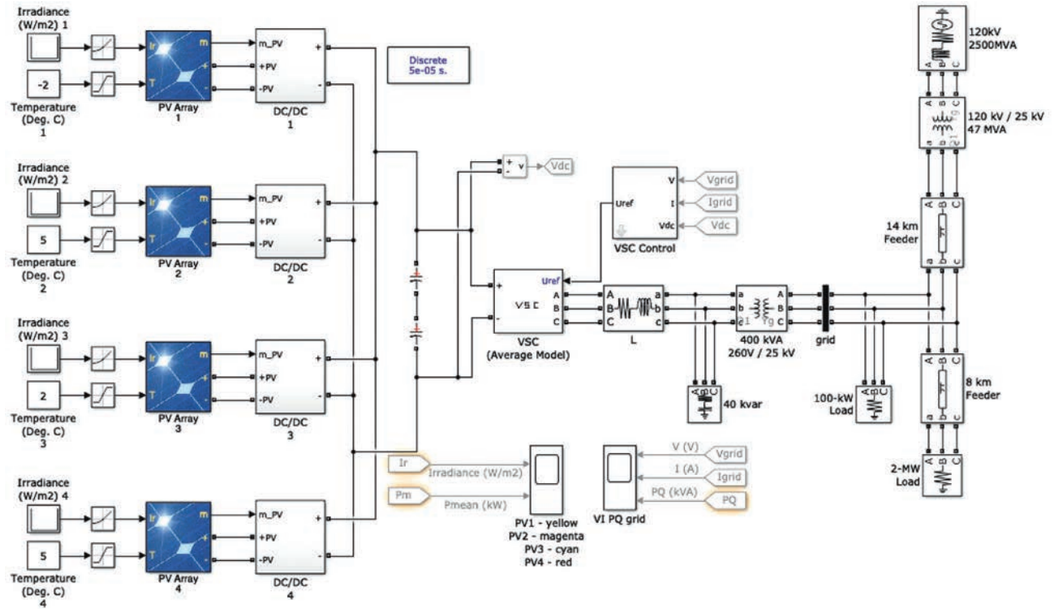
Солнечные и ветряные электростанции являются непостоянными, зависящими от погодных условий, поэтому для осуществления бесперебойной подачи электрической энергии необходимо использовать дизель-генераторы [9, 11].

Данная комбинированная система электроснабжения потребителей месторождений нефти и газа

ТАБЛИЦА 1. Месячная сумма солнечной радиации

	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
Месячная сумма солнечной радиации, кВт*ч/м²	113	206,6	396	503	613	643	555	478	366	258	136	88

РИС. 3. Модель солнечной электростанции в программе Matlab Simulink



в условиях Арктики была разработана в программе Matlab Simulink.

На рисунке представлена солнечная электростанция удаленных потребителей электрической энергии в условиях Арктики на основе карты солнечной инсоляции региона.

По результатам математического и имитационного моделирования установлено, что солнечные электрические станции не могут обеспечить бесперебойное электроснабжение месторождений нефти и газа в условиях Арктики.

Для обеспечения бесперебойного и качественного энергоснабжения месторождения нефти и газа необходимо применять комбинированные схемы с различными источниками электрической энергии [13]. На рисунке представлено математическое моделирование удаленных потребителей объектов нефтегазового сектора в условиях Арктики.

Принцип работы комбинированной электрической станции заключается в том, чтобы обеспечить надежное и бесперебойное питание ответственных потребителей электрической энергии нефтедобычи в условиях Арктики [14, 17]. Для обеспечения покрытия установленной мощности

РИС. 4. Графики мгновенной вырабатываемой мощности от солнечной ЭС в Арктике

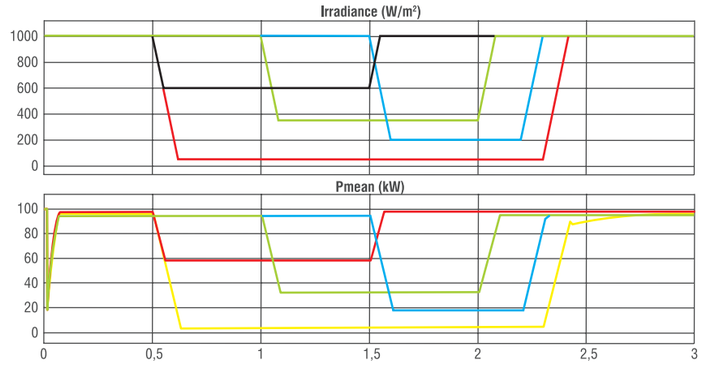
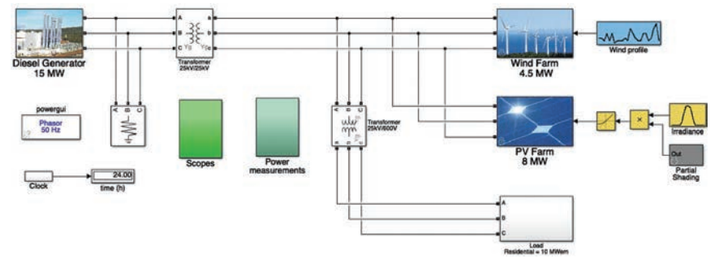


РИС. 5. Комбинированная энергетическая система в условиях Арктики в программе Matlab Simulink



оборудования на нефтедобыче, происходит ввод и вывод дизель-генерирующей электрической подстанции, а также она необходима для генерирования электрической энергии в моменты, когда погодные условия Арктики непригодны для использования возобновляемых источников энергии.

РИС. 6. Суточный график генерации электрической энергии

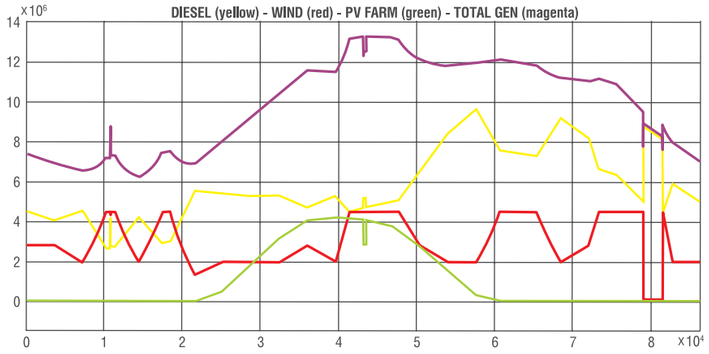
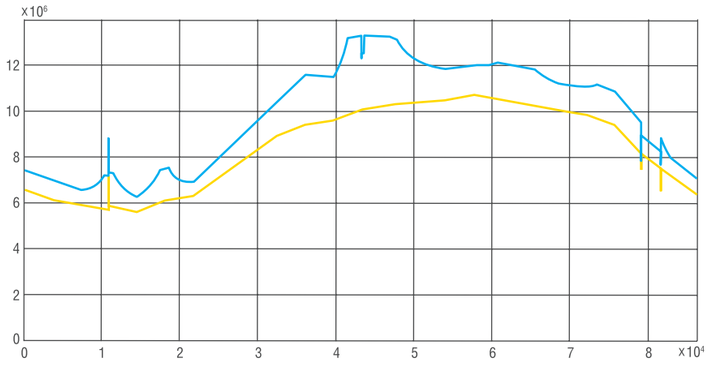


РИС. 7. Суточный график генерации и потребления электрической энергии



На данном графике показана суточная генерация электричкой энергии от комбинированной электрической подстанции отдельными источниками.

На графике показана общая генерация электрической энергии от комбинированной (верхний) и потребляемая мощность (нижний график).

Такая система осуществляет бесперебойное снабжение потребителей электрической энергии.

Выводы

Таким образом, в условиях месторождений нефти и газа Арктики и для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения удаленных потребителей необходимо применения комбинированные источники электрической энергии. По результатам математического и имитационного моделирования комбинированной системы электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии проведена оценка эффективности применения комбинированных источников эклектической энергии в условиях Арктики, которая позволяет обеспечить непрерывное энергоснабжение всех объектов месторождения нефти и газа Арктики, что доказывает ее эффективность применения в условиях крайнего Севера. ●

Литература

1. *Belsky, A.A., Morenov, V.A., Kupavykh, K.S., Sandyga, M.S. Wind turbine electrical energy supply system for oil well heating, Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations, 2019, 62(2), c. 146–154.*
2. *M. V. Dvoynikov, M. V. Nutskova, P. A. Blinov, Developments Made in the Field of Drilling Fluids by Saint Petersburg Mining University, International Journal of Engineering (IJE), IJE TRANSACTIONS A: Basics 2020: 33(4), pp. 702–711.*
3. *Leusheva, E.L., Morenov, V.A. Development of combined heat and power system with binary cycle for oil and gas enterprises power supply, Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry 2017: 7, pp. 104–106*
4. *Lipenkov, V.Ya., Ekaykin, A.A., Alekhina, I.A., Shibaev, Yu.A., Kozachek, A.V., Vladimirova, D.O., Vasilev, N.I., Preobrazhenskaya, A.V. Evolution of climate, glaciation and subglacial environments of Antarctica from the deep ice core and Lake Vostok water sample studies (Key results of implementation of the Russian Science Foundation project, 2014–2016), Led i Sneg 2017, 57(1), c. 133–141.*
5. *Nutskova, M.V., Dvoynikov, M.V., Kuchin, V.N. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows, Journal of Engineering and Applied Sciences 2017: 12(22), pp. 5985–5989.*
6. *Cha, H.J., Enjeti, P.N., A three-phase AC/AC high-frequency link matrix converter for VSCF applications, (2003) PESC Record – IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference, 4, pp. 1971–1976.*
7. *Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., (2002) Wind Energy.*
8. *Abramovich, B.N., Bogdanov, I.A., Kopteva, A.V., Malarev, V.I. The system of trigeneration with binary cycle for use as an energy source for gas fuel, Journal of Physics: Conference Series, 2019, 1353(1), 012099.*
9. *Abramovich, B.N., Sychev, Y.A., Zimin, R.Y., Selection of shunt active filter main parameters in conditions of centralized and distributed power supply systems, Proceedings – 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2018, 8728566.*
10. *Kopteva, A., Koptev, V., Malarev, V., Ushkova, T. Development of a system for automated control of oil transportation in the Arctic region to prevent the formation of paraffin deposits in pipelines, E3S Web of Conferences , 2019 140,07004.*
11. *A. Sumper, A. Bagini, Electrical energy efficiency: technologies and applications. New York: Wiley, 2012.*
12. *Ivchenko I.A., Merkulov M.V., Kulikov V.V. Energy loads on drilling operations and the possibility of increasing their efficiency through the use of wind-diesel power supply complexes: scientific publication, Gorn. INF. – anal. Byul. – 2015. – N 1. – Pp. 285–291. – ISSN 0236-1493.*
13. *Y. Sychev, R. Zimin, M. Aladin, "The assessment of the series active filter efficiency in power supply systems of oil production enterprises", E3S Web of Conferences, Vol. 140, 2019, article number 04003.*
14. *Abramovich, B.N., Sychev, Y.A., Zimin, R.Y. The Hybrid Correction System, Based on Active and Passive Filters for Harmonic Compensation in Networks of Oil Enterprises, 2018, International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018, 8602638.*
15. *A. Semerow, A. Miltner, S. Horn, R. Dimitrovski, M. Luther, "Analysis of a disturbance localization method for incidents in continental Europe", in Proc. of the 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Oct. 2016, pp. 1–6.*
16. *Manuel Porcar, Katherine B. Louie, Suzanne M. Kosina, Marc W. Van Goethem, Benjamin P. Bowen, Kristie Tanner and Trent R. Northen, Microbial Ecology on Solar Panels in Berkeley, CA, United States, Frontiers in Microbiology, 10.3389/fmicb.2018.03043, 9, (2018).*
17. *Kristie Tanner, Jose Manuel Marti, Josabel Belliure, Mar Fernández-Méndez, Esther Molina-Menor, Juli Peretó, Manuel Porca Polar solar panels: Arctic and Antarctic microbiomes display similar taxonomic profiles, 2017, Environmental Microbiology Reports 10(1).*
18. *Grainger, J.J., Stevenson, W.D., (1994) Power System Analysis, p. 814., McGraw-Hill, Inc.*
19. *Sumper, A., Baggini, A., Electrical Energy Efficiency: Technologies and Applications, (2012) Electrical Energy Efficiency: Technologies and Applications.*
20. *Lavrik, A., Zhukovskiy, Y., Buldysko, A., Features of the Optimal Composition Determination of Energy Sources During Multi-Criterial Search in the Russian Arctic Conditions, Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE, 2020, 9059215.*
21. *Sidorenko, A.A., Sirenko, Yu.G., Sidorenko, S.A., Influence of face advance rate on geomechanical and gas-dynamic processes in longwalls in gassy mines, 2018, Eurasian Mining(1), c. 3–8.*

KEYWORDS: *renewable energy sources, solar power plants, wind farms, oil production, oil, gas, Arctic.*

РЕКЛАМА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

БЕЗОПАСНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В АРКТИКЕ

Туманов Александр Юрьевич
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, к.т.н., доцент

Иванов Никита Сергеевич
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, магистр

Туманов Владимир Александрович
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, бакалавр

Яковлев Вячеслав Владимирович
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, д.т.н., профессор

Кулинкович Алексей Викторович
Санкт-Петербургский государственный университет телекоммуникаций им. проф. М.А. Бонч-Бруевича, к.т.н., доцент

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПЛАВУЧИХ АТОМНЫХ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЯХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ОПАСНОСТЕЙ И СОСТАВЛЕН СЦЕНАРИЙ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ НА АТОМНОЙ СТАНЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНЫ ПОСЛЕДСТВИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПОЖАРА И ВЗРЫВА. ПРОИЗВЕДЕН РАСЧЕТ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ДОЗ ОТ ИНГАЛЯЦИИ РАДИОАКТИВНЫХ ИЗОТОПОВ, А ТАКЖЕ ОТ ОБЛУЧЕНИЯ НА ОТКРЫТОЙ МЕСТНОСТИ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ТЕХНОГЕННЫХ АВАРИЙ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА

THE ARTICLE IS DEDICATED TO ENSURING THE SAFETY OF FLOATING NUCLEAR POWER PLANTS IN THE CONTEXT OF PROJECT ACCIDENTS IN THE ARCTIC. AN ANALYSIS OF THE MAIN SOURCES OF HAZARDS WAS CARRIED OUT AND A SCENARIO OF A PROJECT ACCIDENT AT THE NUCLEAR POWER PLANT WAS DRAWN UP, THE CONSEQUENCES OF THE IMPACT OF THE IMPACT OF THE FIRE AND EXPLOSION AFFECTED FACTORS WERE DETERMINED. EQUIVALENT DOSES FROM THE INHALATION OF RADIOACTIVE ISOTOPES, AS WELL AS FROM EXPOSURE IN OPEN AREAS WERE CALCULATED. TECHNICAL AND ORGANIZATIONAL MEASURES TO PREVENT MAN-MADE ACCIDENTS AND MAN-MADE EMERGENCIES HAVE BEEN PROPOSED

УДК 629.039.58

Ключевые слова: *Арктика, плавучая атомная теплоэлектростанция, радиоактивные отходы, безопасность населения, поражающие факторы, запроектная авария.*

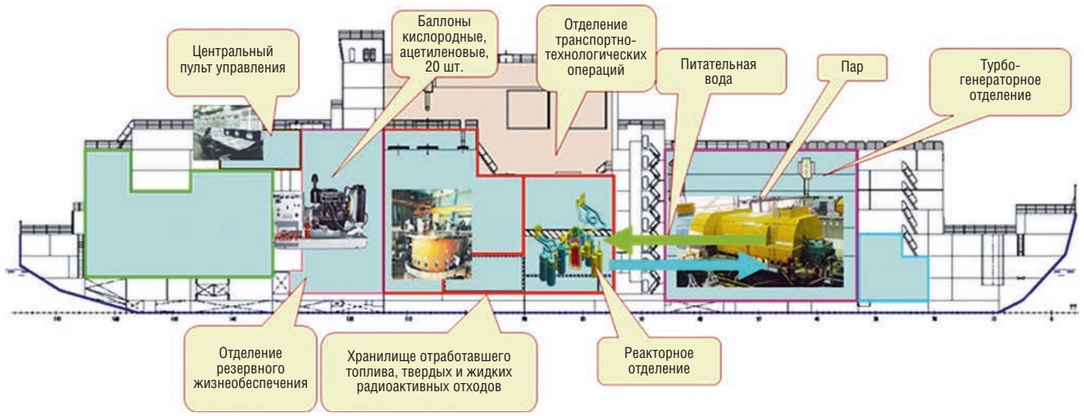
Аварии на объектах атомной энергетики всегда являлись, и будут являться одними из наиболее опасных источников чрезвычайных ситуаций, потому, что обладают не только краткосрочными, но и долгосрочными последствиями. Важность обеспечения безопасности плавучих атомных теплоэлектростанций обуславливается несколькими основными причинами: комбинированностью воздействия ПФ техногенной аварии на объект; сложностью исследуемого технического объекта – ПАТЭС, на ограниченном пространстве которого в силу конструктивных особенностей сосредоточены большое количество опасных веществ и энергии; высокой степенью уязвимости объекта к воздействию поражающих факторов (ПФ) в арктической зоне РФ, недостаточной возможностью защиты расстоянием в связи с сосредоточенностью в ограниченном пространстве нескольких источников техногенной аварии и конструктивными особенностями объекта, нерешенностью вопросов, связанные с полным перечнем характеристик ПФ техногенной аварии при техногенной аварии (ТА), особенно при их комбинированном действии, недостаточной разработанностью общетеоретических основ механической и радиационной (МР) защищенности потенциально опасных объектов (ПОО) при ТА, невозможностью оценки эффективности вложения финансовых средств в мероприятия по защите населения и территорий от угроз природного и техногенного характера и недостаточной разработанностью показателей эффективности мероприятий по повышению защищенности объектов от ПФ техногенной аварии.

Объектом исследования является плавучая атомная теплоэлектростанция проекта 20870, относящаяся к атомным станциям малой мощности. Составляющими частями данной станции являются: плавучий энергоблок с двумя реакторными установками (КЛТ-40С) и две турбинные установки ТК-35/80-3,4с, а также гидротехнические сооружения для установки и раскрепления оборудования и береговые сооружения.

В 2019 году силами различных крупных организаций, корпораций и холдингов введена в эксплуатацию ПАТЭС «Академик Ломоносов», на основе энергоблока с двумя реакторными установками КЛТ-40С. Данная станция размещена в городе Певек Чукотского автономного округа, который относится к АЗРФ.

Основной целью является повышение уровня безопасности ПАТЭС, окружающей среды, а также населения г. Певек и персонала ПАТЭС от чрезвычайных ситуаций техногенного характера в условиях техногенной аварии за счет разработки превентивных мероприятий.

РИС. 1. Схема ПАТЭС «Академик Ломоносов»



Исходя из цели исследования были определены следующие задачи:

1. Описание и основные характеристики объекта исследования;
2. Анализ воздействия поражающих факторов и возможного ущерба в результате реализации сценария запроектной аварии;
3. Разработка мероприятий, направленных на снижения опасности возникновения источника чрезвычайных ситуаций на объекте.

Описание и основные характеристики объекта исследования

ПАТЭС «Академик Ломоносов» или проект 20870 относится к атомным станциям малой мощности. В состав ПАТЭС входят (рис. 1):

- плавучий энергоблок с двумя реакторными установками (РУ) КЛТ-40С и двумя паротурбинными установками (ПТУ) ТК-35/38-3.4с;
- гидротехнические сооружения, для установки и закрепления ПЭБ, а также передачи вырабатывающейся электроэнергии и теплоэнергии на берег;
- береговые сооружения, используемые в целях передачи выработанной электрической и тепловой энергии во внешние сети для распределения потребителям.

В корпусе ПЭБ размещаются реакторные и паротурбинные установки. Здесь же размещены хранилища свежих тепловыделяющих сборок (СТВС), отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС), твердых радиоактивных отходов (ТРО) и жидких радиоактивных отходов (ЖРО), электроэнергетическая система (ЭЭС), автоматическая система управления (АСУ) «Лагуна», общесудовые системы и оборудование, а также жилые и служебные помещения [1]. Проект плавучего энергоблока разрабатывал ОАО «ЦКБ «Айсберг». Проектированием и изготовлением оборудования хранилищ и перегрузки занималось «ОКБМ Африкантов» (Нижний Новгород). Поставкой и проектированием паротурбинной установки руководил ОАО «Калужский турбинный завод», общесудовое оборудование поставлял ОАО «Балтийский завод».

ПАТЭС по своему определению является плавучей, следовательно, одними из основных факторов, оказывающими влияние на ядерную, радиационную и прочие безопасности объекта, является характеристики корпуса ПЭБ.

ПЭБ является гладкопалубным, плоскодонным, несамоходным судном стоечного типа с обводами корпуса, близкими к прямоугольным, и большой многоярусной надстройкой.

Следовательно, в основном режиме эксплуатации – судно долгий период времени стоит у причала. Класс регистра судна КЕ*(2) А2. Символ (КЕ*) означает принадлежность судна к классу несамоходных плавучих сооружений, имеющих суммарную мощность двигателей 100 кВт и более, а также то, что судно было построено в соответствии с правилами другой классификационной организации, и прошло освидетельствование в процессе изготовления и постройки. Цифра (2) в обозначении класса регистра означает что в случае затопления двух смежных отсеков, судно не потеряет способности оставаться на плаву, не лишится остойчивости и плавучести.

Символ (А2) означает возможность контроля и эксплуатации механических установок при участии только одного оператора ЦПУ (т.е. постоянное присутствие другого обслуживающего персонала не нужно).

Проектная модель эксплуатации плавучего энергоблока подразумевает периоды эксплуатации в 10–12 лет между ремонтами, в течении которых будут производиться 3 перезарядки реакторов. При этом в периоде эксплуатации должно быть произведено две перезарядки, а третья совпадет с моментом проведения заводского ремонта. Следовательно, в хранилище ПЭБ до перезарядки находятся 4 активные зоны свежих материалов, а после перезарядки 4 зоны отработавших материалов.

В целях перезарядки реакторов и хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), с последующей его передачей на берег в период ремонта, устанавливается крановое оборудования для перегрузки, находящееся в защитном ограждении. Также на ПЭБ имеются хранилища мокрого типа с системами снятия остаточных тепловыделений

от ОТВС. В процессе эксплуатационных работ ПЭБ, перегрузочных работах образуются различные материалы, которые попадают под определение и классификации ТРО.

Подразумевается, что храниться твердые и жидкие радиоактивные отходы должны на протяжении всех 12 лет без привлечения специальных судов атомнотехнологического обслуживания (АТО) и плавучих технологических баз перезарядки (ПТБ)

Поэтому хранилище ОТВС и ТРО должно будет выполнять следующие функции:

- прием, хранение и выдачу ОТВС и ТРО;
- поддержание температуры ОТВС в приемлемых пределах с учетом фактического уровня остаточных тепловыделений;
- локализацию радионуклидов в пределах хранилища ОТВС и ТРО;
- поддержание показателей качества теплоносителя, контактирующего с ОТВС, в пределах, обеспечивающих минимальную скорость коррозии ТВЭЛ;
- контроль технологических параметров;
- снижение уровня излучения от радиоактивных источников, размещенных в хранилище ОТВС и ТРО до установленных пределов в помещении хранилища и в смежных с ним.

В период ремонта и обслуживания, все ядерное топливо, что накопилось в процессе отработки за период эксплуатации, перегружается в специальные контейнеры для транспортировки и отправляется на переработку.

Анализ поражающих факторов и возможного ущерба в процессе эксплуатации ПАТЭС

Анализ опасностей возникновения аварий

Аварии на ПАТЭС, в особенности те, что способны вызвать разрушения корпуса, конструкций, повреждению оборудования, а в последствии и к радиационной аварии, должны быть классифицированы.

В общих чертах, аварии можно подразделить на проектные и запроектные аварии. В данном случае деление не может производиться по принципу единичного отказа. Их разделение на подобные группы основывается на оценке вероятности их реализации.

В случаях, когда авария, вызванная внешними воздействиями, на радиационно-опасном объекте реализуется с вероятностью меньше 10^{-6} событий в год, ее можно отнести к запроектной. Соответственно при большей вероятности авария будет отнесена к проектной.

Без разделения на проектные и запроектные, к основным типам аварий на ПАТЭС относятся:

- аварии в следствие сейсмического воздействия;
- навигационные аварии;
- пожары;
- взрывы (внешние и внутренние источники);
- воздействие летящих тел (при разрушении турбины);
- падение летательного аппарата.

На рисунке 2 представлена классификация возможных аварий с учетом деления на проектные и запроектные.

Отдельной группой можно выделить радиационные аварии, однако они могут являться последствиями любой из вышеперечисленных.

К авариям в следствие сейсмического воздействия можно отнести последствия землетрясений, так как район размещения ПАТЭС (чукотский регион) является сейсмически активным. Очаги землетрясений в данном регионе возникают из-за расположения полуострова на стыке литосферных плит (Тихоокеанская и Северо-американская плиты). Более того, землетрясениям в данном регионе свойственна также и систематичность. По данным карт общего сейсмического обоснования ОСР-97 побережье Чукотского автономного округа подвержено землетрясениям с вероятностью не менее 10% за 50 лет (данные учитывали вероятности возникновения землетрясений интенсивностью более 10 баллов по шкале MSK-64).

К навигационным авариям можно отнести:

- столкновения с другими судами;
- затопление ПЭБ;
- посадка на мель.

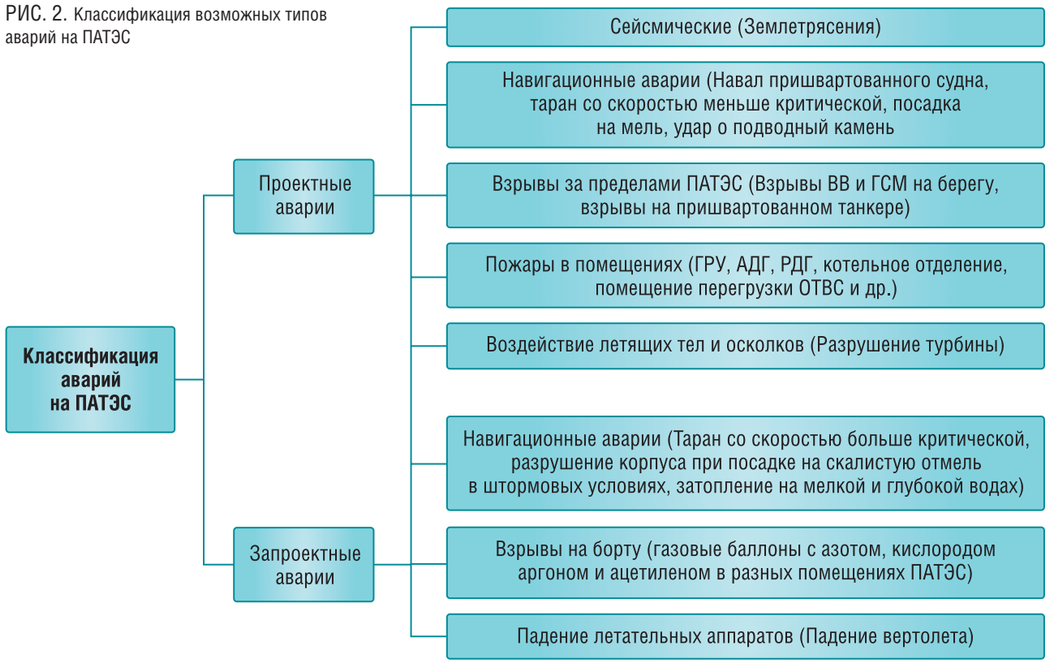
В случае со столкновениями с другими судами возможны на этапе буксировки ПАТЭС или подходе танкера для передачи топлива (навал швартующегося танкера). Анализ статистических данных по столкновениям судов мирового флота показывает, что вероятность получения станцией в подобном случае водотечной пробоины имеет приблизительное значение в $4*10^{-5}$ год$^{-1}$, а повреждение корпуса в районе реакторного отсека и хранилищ ТРО и ОТВС составляют $1{,}1\cdot10^{-7}$ год$^{-1}$ и $0{,}7\cdot10^{-7}$ год$^{-1}$ соответственно (т. е. их можно отнести к запроектным) [2].

Непотопляемость ПЭБ обеспечивается при затоплении любых двух смежных отсеков для всех спецификационных случаев нагрузки [3]. Затопление ПЭБ в принципе возможно при затоплении не менее 3–4 отсеков [4]. Следовательно, для затопления ПЭБ должно произойти такое воздействие (например, взрыв на борту), которое приведет к корпусным повреждениям ниже ватерлинии с последующим проникновением воды в соседние отсеки через поврежденные переборки.

Пожары можно отнести к наиболее распространенным видам происшествий на судах. К основным источникам воспламенения в таких случаях можно считать:

- появление открытого огня в результате нарушения правил пожарной безопасности (57–68% случаев);

РИС. 2. Классификация возможных типов аварий на ПАТЭС



- искры и дуга, возникающие при коротких замыканиях в электрооборудовании (13–14%);
- нагретые поверхности механизмов, паропроводов, газоходов (12%);
- самовозгорание горючих материалов (5–6%).

Основными источниками взрыва внутри ПАТЭС можно назвать газовые баллоны. Их детонационное воздействие может привести как к выходу из строя оборудования, так и разрушению конструкционных элементов.

К взрыву газовых баллонов может привести как повреждение или коррозия корпуса при неправильной эксплуатации. В таких случаях взрыв произойдет при рабочем давлении баллона.

Но более опасным будет являться взрыв в результате превышения предельного значения давления, к которому может привести пожар. Для баллонов с газами по типу азота, аргона и воздуха (нереагирующими газами) в случае несрабатывания предохранительного клапана будет происходить повышения давления до момента взрыва. В случае же реагирующих газов, таких как кислород и ацетилен, при достижении критического давления произойдет детонация, которая приведет к скачкообразному росту давления с последующим взрывом.

На основе истории эксплуатации паротурбинных установок, а именно случаев отрыва лопаток турбины ТА при превышении скорости вращения, можно сделать вывод, что разрушение оборудования паротурбинной установки (далее ПТУ) имеет место и рассматривается как проектная авария.

Падение летательных аппаратов (вертолетов) рассматривается как запроектная авария ввиду того, на станции отсутствует взлетно-посадочная площадка, а также то что при оценке безопасности ПЭБ используется апробированный подход на основе величины дистанции обзора с заданным уровнем отбора по безопасности, за счет чего обуславливается удаление границ воздушных трасс и маршрутов полетов.

Минимальное удаления границ воздушных трасс и маршрутов полетов летательных аппаратов от ПЭБ [4] составляет:

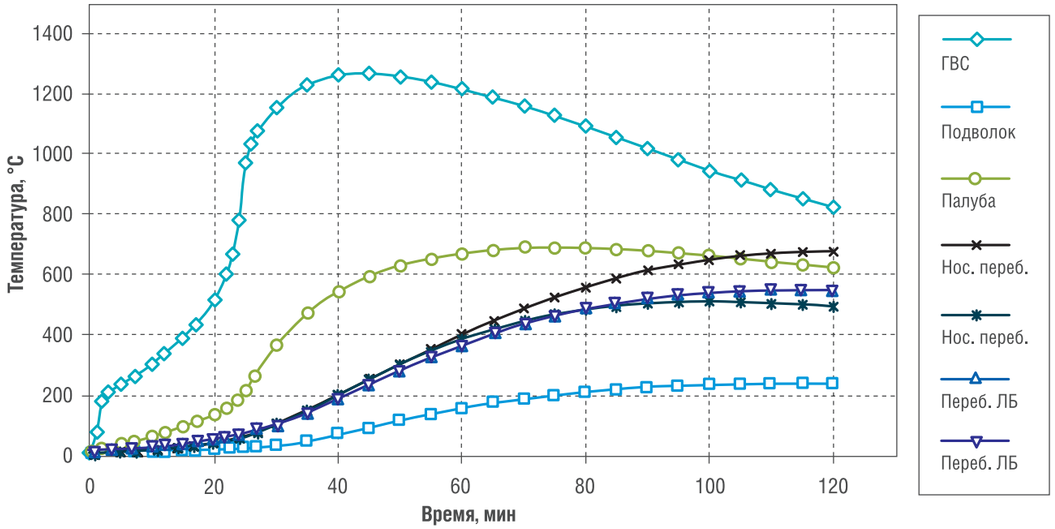
- для дозвуковых самолетов – 18 км;
- для сверхзвуковых – 34 км;
- для вертолетов – 6 км.

Наиболее опасный сценарий развития запроектной аварии

В качестве сценария запроектной аварии на станции выбрана следующая последовательность событий: в результате пожара в центральном пункте управления, огонь распространяется до помещений с ацетиленовыми баллонами, вследствие превышения предельного значения давления из-за пожара происходит взрыв баллонов с последующим распространением пожара в помещения для хранения твердых радиоактивных отходов. Это приводит к разгерметизации контейнеров для хранения и участию радиоактивных материалов в образовании продуктов горения.

Консервативный подход подразумевает, что во время пожара в ЦПУ выходит из строя все оборудование, а также то, что в смежных помещениях при температуре свыше 45 °С также выходит из строя оборудование. Более того в консервативном подходе подразумевается возрастание температуры при пожаре до 450 °С через 35 мин. При отсутствии

РИС. 3. Изменение температуры пожара в зависимости от времени в помещении ЦПУ



принятых мер по эвакуации баллонов с ацетиленом из подобных помещений, происходит их взрыв.

В соответствии со статистическими данными о пожарах на судах вероятность возникновения пожара в ЦПУ будет составлять приблизительно $8{,}7 \cdot 10^{-5}$ 1/год [5].

Существуют определенные условия, при которых пожар сможет распространиться в смежные помещения, к ним относятся:

- разрушение ограждающих конструкций;
- критический прогрев ограждающих конструкций;
- заброс пламени через открытые проемы.

При возникновении корабельных пожаров в обычных условиях не происходит разрушения стальных конструкций, а в случае прогрева ограждающих конструкций происходит воспламенение горючих материалов (если таковые имеются), которые расположены в непосредственной близости от этого ограждения или на нем самом. Для целей работы заострим внимание на последнем из условий – то есть на заброске пламени.

Основными условиями распространения пожара являются:

- повышение до 160 °С температуры на поверхности, ограждающей конструкций в смежном с аварийным помещении;
- повышение до 200 °С среднеобъемной температуры в аварийном помещении при наличии открытого проема между аварийным и смежным помещением.

В ситуациях аналогичных нашей принимается факт того, что при достижении пламенем среднеобъемной температуры в 250 °С возможно возникновение заброса пламени через открытые проемы. Существует также условия нераспространения пожара, которое определяет, что если время закрытия проема будет меньше, чем время достижения пожаром ГВС температуры в 250 °С, то пожар не распространится.

Не стоит забывать о том факте, что некоторые помещения ПАТЭС оборудованы специальными подсистемами, входящими в комплекс системы противопожарной сигнализации, которые управляют автоматическим закрытием проемов в случае возникновения пожара. Тогда вышеописанное условие принимает несколько иной вид: в случае если время закрытия проема совпадет со временем, за которое будет достигнута температура срабатывания датчика, то пожар не распространится в смежные помещения. В случае недостижения данных условий произойдет заброс пламени и последующее распространение пожара.

Так как в предлагаемом нами сценарии запроектной аварии происходит пожар в ЦПУ, рассмотрим его параметры.

Основными средствами пожаротушения в помещении ЦПУ являются:

- первичные средства огнетушения (углекислотные огнетушители);
- система углекислотного пожаротушения

В первую очередь в случае возникновения пожара применяются углекислотные огнетушители. Они позволяют производить тушение электрооборудования, которое находится под напряжением. Если локализация подобного пожара данным путем невозможна, то применяется автоматическая система углекислотного пожаротушения, способная заполнить помещение по всему объему углекислым газом. На рисунке 3 можно увидеть результаты моделирования возможных вариантов развития пожара в ЦПУ [5]. Наиболее опасным из этого рисунка можно принять тот сценарий, при котором примерно через 20 минут пожар начнет распространяться в соседние помещения, достигнув температуры приблизительно в 500 °С, с последующим нарастанием ее до 1250 °С.

Подобное моделирование динамики развития пожара в различных помещениях (не только ЦПУ) имеет следующие допущения:

- Действия, которые для борьбы с пожаром производит экипаж ПАТЭС не учитываются;
- Закрыты все двери и люки, которые имеют систему дистанционного закрытия и самозакрывания;
- Если в пределах расчетного отсека ПЭБ имеются люки и двери без систем дистанционного управления с самозакрытия, они остаются открытыми;
- В момент начала расчетов автоматически останавливаются вентиляторы в аварийной зоне, а также происходит перекрытие каналов воздухозабора, имеющих автоматический и (или) дистанционный привод;
- Остаются открытыми те захлопки и задвижки, которые не имеют систем автоматического или дистанционного управления.

Так как возникновение пожара в ЦПУ может привести к потере контроля над реакторной установкой (РУ), операторы РУ в подобном случае должны незамедлительно произвести вывод обеих установок из действия путем нажатия специальных кнопок «Сброс АЗ».

Также в случае пожара в ЦПУ может быть поврежден сам пульт управления, что в свою очередь приведет к следующим типам отказов:

- потеря изоляции в жгутах управляющих и сигнальных проводов (проводка замыкается между собой и на «землю». В результате происходит потеря информационных сигналов, и невозможность передачи и формирования команд управления на механизмы – исполнители);
- нарушение электрического контакта проводов с органами управления и показывающими приборами, вследствие нарушения паянных соединений (аналогично предыдущему пункту появляется невозможность передавать команды);
- разрушение ЭВМ и ее клавиатуры (прекращение отображения информации на дисплеях и мониторах, а также потеря функций управления);
- деформация механических элементов органов управления (потеря функций управления, в том числе и функции аварийной остановки реактора «Сброс АЗ»).

Оценка последствий взрыва баллонов с газом на ПАТЭС

Учитывая факт того, что взрывы газовых баллонов не относятся к проектным авариям, но в рамках консервативного подхода они являются возможными (частота реализации подобной аварии не превышает 10^{-6} раз в год), стоит оценить поражающие факторы и возможные последствия подобного сценария аварии.

Расчеты воздействия поражающих факторов при взрыве баллонов с ацетиленом базируются на методиках [6, 7, 8, 9, 10, 11,12].

Энергия взрыва баллона с ацетиленом рассчитывается по формуле (1):

$$A = \frac{P - P_o}{\gamma - 1} \times V, \qquad (1)$$

где A – энергия взрыва баллона с ацетиленом, кДж; P – давление, образующееся в баллоне перед разрушением , кПа; P = 317.1, кПа; P_o – атмосферное давление, кПа; P_o = 101,3 кПа; V – объем баллона, м^3; V = 40л = 0,04 м^3; γ – показатель адиабаты; γ = 1,24;

$$A = \frac{317{,}1 - 101{,}3}{1{,}24 - 1} \times 0{,}04 = 3{,}957 \times 10^4 \text{ к Дж}.$$

Тротиловый эквивалент взрыва газового баллона с ацетиленом определяется по формуле (2):

$$ТЭ = \frac{A}{Q_{тнт}}, \qquad (2)$$

Где $ТЭ$ – тротиловый эквивалент, кг; A – энергия взрыва баллона с ацетиленом, кДж; $Q_{тнт}$ – теплота взрыва тротила, кДж/кг; $Q_{тнт}$ = 4,18*103 кДж/кг.

Исходя из формулы (2) получаем:

$$ТЭ = \frac{3{,}957 \times 10^4}{4{,}18 \times 10^3} = 8{,}604 \text{ кг}.$$

Избыточное давление во фронте ударной волны определяется по формуле (3):

$$\Delta P_ф = \frac{105}{7{,}5} = q_{у.в.}^{\frac{1}{3}} + \frac{410}{7{,}5^2} \times q_{у.в.}^{\frac{2}{3}} + \frac{1370}{7{,}5^2} \times q_{у.в.} \qquad (3)$$

где $\Delta P_ф$ – избыточное давление во фронте ударной волны, кПа; R – расстояние от эпицентра взрыва, м; R = 7,5 м; $q_{у.в.}$ – тротиловый эквивалент во фронте ударной волны, кг.

Определим величину тротилового эквивалента во фронте ударной волны по формуле (4):

$$q_{у.в.} = 0{,}5 \times ТЭ, \qquad (4)$$

где $q_{у.в.}$ – тротиловый эквивалент во фронте ударной волны, кг; $ТЭ$ – тротиловый эквивалент взрыва газового баллона с ацетиленом, кг.

Согласно формуле (4) получим:

$$q_{у.в.} = 0{,}5 \times 8{,}604 = 4{,}302 \text{ кг}.$$

По полученным выше данным рассчитаем избыточное давление во фронте ударной волны по формуле (3):

$$\Delta P_ф = \frac{105}{7{,}5} \times 4{,}302^{\frac{1}{3}} + \frac{410}{7{,}5^2} \times 4{,}302^{\frac{2}{3}} + \\ + \frac{1370}{7{,}5^2} \times 4{,}302 = 56{,}1 \text{ кПа}.$$

Ввиду того, что в отсеке находится 14 баллонов с ацетиленом, произведем перерасчет значения тротилового эквивалента и избыточного давления согласно формулам (3 и 4):

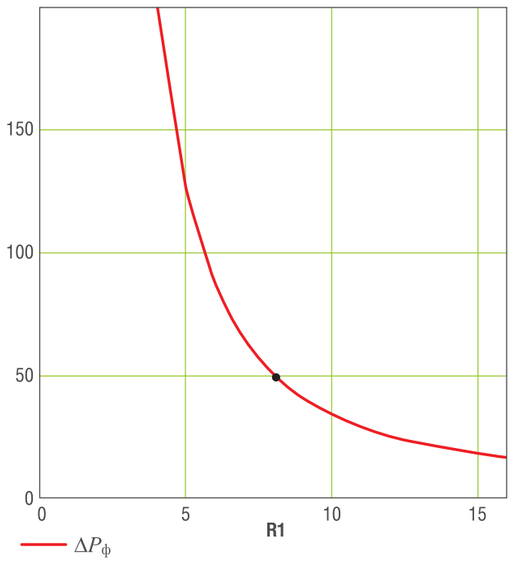
$$q_{у.в.} = 0{,}5 \times 8{,}604 \times 14 = 60{,}231 \text{ кг}.$$

$$\Delta P_ф = \frac{105}{7{,}5} \times 60{,}231^{\frac{1}{3}} + \frac{410}{7{,}5^2} \times 60{,}231^{\frac{2}{3}} + \\ + \frac{1370}{7{,}5^2} \times 60{,}231 = 362{,}47 \text{ кПа}.$$

Зная значение предельно допустимого давления ($\Delta P_ф$ = 50 кПа) можно построить график зависимости избыточного давления во фронте ударной волны от расстояния, при этом указав на графике предельно допустимое значение (рис. 4).

Из графика видно, что значение предельного давления достигнет на расстоянии R = 8 м. Ввиду того, что в соответствии с планами баллоны стоят на расстоянии 7,7 м от края борта, а толщина стенки борта составляет всего 22 мм, можно сделать вывод, что ударная волна от взрыва даже одного баллона с ацетиленом может пробить борт атомного судна.

РИС. 4. График зависимости избыточного давления $\Delta P(R)$, кПа от расстояния R1, м



Оценка областей разрушения при поражении осколками

Помимо ударной волны, одним из поражающих факторов будут являться осколки газовых баллонов. Соответственно, следует оценить скорость разлета данных осколков и толщину эквивалентной непробиваемой стальной преграды.

Определим плотность ацетилена в рабочих условиях по формуле (5):

$$\rho_p = \frac{P_p}{R \times T_p}, \quad (5)$$

где ρ_p – плотность газа в рабочих условиях, кг/м³; P_p – рабочее давление в баллоне, МПа; P_p = 18,6 МПа; R – газовая постоянная, Дж/(кг·К); Для ацетилена R = 320 Дж/(кг·К); T_p – температура газа в баллоне с ацетиленом при рабочих условиях, К; T_p = 293 К.

Исходя из формулы (5), получим значение плотности ацетилена в рабочих условиях равное ρ_p = 19,838 кг/м³.

Определим скорость звука в газе в момент разрушения баллона с ацетиленом по формуле (6):

$$a = \sqrt{\gamma \times \frac{P_в}{\rho_p}}, \quad (6)$$

где a – скорость в газе в момент разрушения баллона, м/с; γ – показатель адиабаты газа; для ацетилена γ = 1,24; $P_в$ – внутреннее давление при разрушении баллона с ацетиленом, Па; $P_в$ = 48,7 МПа; ρ_p – плотность газа в рабочих условиях, кг/м³.

Произведя расчет по формуле (6), получим значение скорости звука в момент разрушения баллона с ацетиленом равное a = 551,73 м/с.

Определим значение приведенного давления по формуле (7):

$$\overline{P} = \frac{(P_в - P_о) \times V}{M_c \times a^2}, \quad (7)$$

где $\overline{P}$ – приведенное давление, Па; $P_в$ – внутреннее давление при разрушении баллона с ацетиленом, Па; $P_о$ – атмосферное давление, Па; V – объем баллона, м³; M_c – масса стенок баллона, кг; M_c = 6,7 кг; a – скорость в газе в момент разрушения баллона, м/с.

В результате расчетов получим значение приведенного давления равное $\overline{P}$ = 0,96 Па.

Определим скорость разлета осколков газового баллона по формуле (8):

$$U = a \times \overline{U}, \quad (8)$$

где U – скорость разлета осколков газового баллона, м/с; a – скорость звука в газе в момент разрушения баллона с ацетиленом, м/с; $\overline{U}$ – безразмерная приведенная скорость. Она определяется из графика зависимости приведенной скорости осколков от безразмерного давления при количестве осколков равном 10.

В соответствии с данными, определим скорость разлета осколков газового баллона по формуле (8):

$$U = 1{,}745 \times 103 \times 0{,}95 = 524{,}15 \text{ м/с}.$$

Зная то, что толщина обшивки борта составляет 22 мм, определим толщину эквивалентной стальной преграды, которая не разрушится при ударе летящим осколком, для того чтобы оценить возможные последствия. Расчет производится по формуле (9):

$$\delta_э = K_c \times \sqrt[3]{m} \times U \times 10^{-2}, \quad (9)$$

где $\delta_э$ – толщина эквивалентной стальной преграды, мм; K_c – коэффициент, зависящий от характера преграды; K_c = 5; m – масса осколка, кг; m = 6,7 кг; U – скорость разлета осколков газового баллона, м/с;

В соответствии с формулой (9) получим:

$$\delta_э = 5 \times \sqrt[3]{6{,}7} \times 1{,}657 \times 10^3 \times 10^{-2} = 49{,}41 \text{ мм}.$$

Учитывая корпусные конструкции и фиктивные преграды, произведем расчет эффективной стальной преграды по формуле (10):

$$\delta_э = \sum_i \delta_{kki} + \sum_i \delta_{\delta_i} \times L_i, \quad (10)$$

где δ_{kki} – толщина i-ой корпусной конструкции, разрушаемой в рассматриваемом направлении, мм; $K_{\delta i}$ – коэффициент насыщения i-го помещения в рассматриваемом направлении, мм/м; $K_{\delta i}$ = 2,5 мм/м; L_i – длина участка или всего i-го помещения, на которое распространяется разрушение в рассматриваемом направлении, м; $\delta_э$ = 42,75 мм.

Ввиду того, что значение толщины эффективной стальной преграды с учетом конструкции и фиктивных преград значительно меньше расчетной величины, можно сделать вывод о том, что в результате взрыва баллонов с ацетиленом произойдет разрушение перегородок с последующим разрушением контейнеров с твердыми радиоактивными отходами, проникновением пожара в отсек с ТРО и последующим участием этих ТРО в процессе горения, что приведет к выбросу в атмосферу радиоактивных изотопов.

Последствия радиационных аварий

В течение 12-летнего цикла работы происходит 3 перезарядки реактора, четвертая осуществляется во время заводского обслуживания и ремонта,

приводящегося каждые 12 лет в течение одного года. Следовательно, имеется существенная опасность от хранения перегружаемого отработавшего ядерного топлива (далее ОЯТ). «Свежее» ОЯТ обладает активностью в 1 миллион кюри. 1 грамм такого топлива способен облучить человека дозой 1 Р/час на расстоянии 0,5 метров. Соответственно, учитывая количество хранящегося ОЯТ (приблизительно 8 тонн ОЯТ за 12 лет работы при загрузках топлива каждые 3 года в количестве 2 тонн), смертельная доза (1000 рентген) будет достигнута в считанные секунды.

Основными последствиями радиационной аварии в случае ПАТЭС считается попадание радиоактивных веществ в воду с последующим перемещением радиоактивной примеси в морской воде. Терминология МАГАТЭ относит расчет последствий данной аварии к типу задач о нахождении ближнего поля (к задачам расчета дальнего поля относятся задачи об определении поля примеси в океане в целом). Пространственно-временное распределение радиоактивных примесей в океане (поле концентраций) определяется следующими факторами:

- гидродинамическими (перенос течением, турбулентная диффузия);
- физические (радиоактивный распад, адсорбция взвесью, переход в другое агрегатное состояние);
- биологические (накопление и перенос нуклидов живыми организмами);
- химические.

Подобные последствия регламентируются при следующих случаях:

- таран ПЭБ в район реакторного отсека или хранилищ ОТВС и ТРО другим судном, скорость которого существенно больше критической;
- длительная посадка ПЭБ на скалистую отмель в штормовых условиях.

Анализ последствий мгновенного сброса радиоактивных вод показывает, что время существования пятна загрязнения даже при условии слабого перемешивания не превосходит 1,5 суток. При условиях сильного перемешивания время существования пятна не превосходит 5 часов.

Радионуклиды, выходящие из затопленного объекта, распространяются, в основном, в пределах придонного слоя моря, так как скорость обмена между слоями много меньше скорости рассеяния. Толщина придонного слоя, как правило, не превышает 50 м, поэтому при затоплении объекта на глубинах, превышающих 150 м, когда у дна появляется выраженный придонный слой, нет необходимости вводить ограничения на прохождение судов над местом затопления ПЭБ.

Разработка мероприятий, направленных на снижения опасности возникновения источника чрезвычайных ситуаций на объекте

Учитывая расчеты поражающих факторов, изложенные ранее, следует сделать вывод о необходимости перемещения отсека для хранения газовых баллонов.

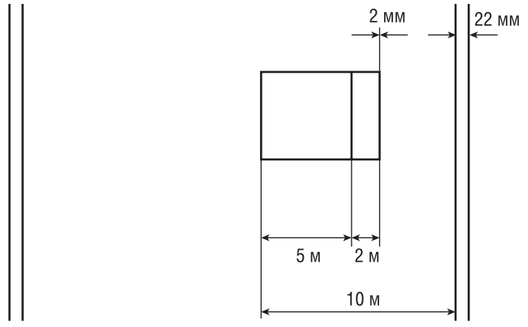
Согласно проекту станции, газовые баллоны (а именно баллоны с ацетиленом) расположены на расстоянии 7,5 м от края борта. Борт и баллоны, помимо свободного пространства, разделяет стальная перегородка помещения толщиной в 2 мм. Толщина самого борта составляет 22 мм.

В расчетах, приведенных ранее, с учетом корпусных конструкций и фиктивных преград, имеющаяся толщина эффективной стальной преграды имела толщину 42,75 мм, что значительно меньше расчетной величины эквивалентной стальной преграды (49,41 мм). Это означает, что при взрыве осколки баллона с ацетиленом способны пробить борт судна.

Аналогичная ситуация отражается в расчетах поражения воздушной ударной волной. На расстоянии 7,5 м, указанных в проекте, произойдет пробитие борта ударной волной, так как ее энергия на подобном расстоянии превышает предельно допустимую ($\Delta P_ф$ = 50 кПа).

В качестве решения этой проблемы предлагается сдвинуть помещение внутри станции так, чтобы баллоны находились на расстоянии не менее чем в 10 м от края борта, а также добавить дополнительную переборку на расстоянии в 2 метра от стенки помещения (рис. 5). Это создаст дополнительную преграду, которая защитит борт ПАТЭС от пробития осколками.

РИС. 5. Схема расположения помещения для хранения баллонов с учетом проведенных мероприятий



Используя формулу 10, произведем перерасчет эффективной стальной преграды с учетом проведенных мероприятий.

$$\delta_{э1} = 22 + 2 + 2 + 5 \times 2{,}5 + 2 \times 2{,}5 + 3 \times 2{,}5 = 51 \text{ мм}.$$

Полученная величина эффективной стальной преграды больше чем величина эквивалентной, что позволяет сделать вывод о том, что пробития борта судна не произойдет.

Заключение

В результате проведенной работы были получены следующие результаты, а именно:

- определены основные источники опасностей на ПАТЭС и на их основе составлен наиболее опасный сценарий запроектной аварии приводящий к радиационной аварии;
- произведен расчет поражающих факторов, приводящих к реализации данного сценария;

- произведена оценка радиационного воздействия и зон радиоактивного заражения;
- разработаны мероприятия по повышению безопасности на объекте.

Наиболее опасный сценарий запроектной аварии представляет совокупность событий, при котором вследствие пожара в ЦПУ произошло распространение пламени в соседние помещения, что привело к взрыву баллонов с ацетиленом, которое в свою очередь привело к повреждению борта судна ниже ваткрилинии. В ходе решения задач проводился расчет поражающих факторов в состав которых входили:

- воздействие избыточного давления во фронте воздушной ударной волны, которая образуется в следствие взрыва баллонов с ацетиленом.
- пробивное действие осколков газовых баллонов на стальную преграду. В результате было получено значение эффективной стальной преграды, которая не будет пробита при поражении осколками. Данное значение было сравнено с величиной эффективной стальной преграды, отраженной в технических спецификациях.

радиационное воздействие на территорию и акваторию. Для его оценки был произведен расчет ожидаемой эффективной дозы внутреннего облучения персонала и нселениями эффективной дозы от облучения радионуклидами, выпавшими на подстилающую поверхность. Построены графики зависимостей эффективных доз от времени.

Литература

1. *Никитин А., Андреев Л., /Доклад объединения Bellona. Плавучие атомные станции [Электронный ресурс]. – URL: http://bellona.ru/assets/sites/4/2015/06/fil_Floating-npps-ru1.pdf (дата обращения 10.10.2018 г.).*
2. *Анализ неспецификационных случаев затопления плавучего энергетического блока по проекту 20870 (ПЭБ) и адаптированное программное обеспечение для выполнения расчетов по теории корабля. ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, вып. № 39051, 1997 г.*
3. *20870.360060.169РР. Расчет непотопляемости. ОАО «ЦКБ «Айсберг».*
4. *Единая межведомственная методика оценки ущерба от чрезвычайных ситуаций техногенного, природного и террористического характера, а также классификации и учета чрезвычайных ситуаций – М.: ФГУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2004 г.*
5. *Разработка рекомендаций по системе раскрепления ПЭБ с учетом внешних воздействий. НПСФ «ОСТ Сейсм» 2010 г*
6. *Болгов И.П., Гревцев И.И. Прогнозирование и оценка обстановки, сложившейся на территории города, района, объекта в результате военных действий при авариях на радиационно-опасных, химически-опасных объектах // учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2006. 96 с.*
7. *ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов общие требования. Методы контроля.*
8. *Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».*
9. *Расчетная оценка воздействия взрывного разрушения баллонов высокого на корпусные конструкции ПЭБ АТЭС пр. 20870. ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, вып. № 38870, 1997.*
10. *Расчетная оценка воздействия внешних воздушных взрывов и землетрясений на корпусные конструкции ПЭБ АТЭС пр 20870 ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, вып. 38871, 1997.*
11. *Руководство РБ Г-05-039-96 «Руководства по анализу опасности аварийных взрывов и определению параметров их механического действия».*
12. *Яковлев В.В. Риск в природно-технической среде//: Монография. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2015 г. – 507 с.*
13. *Методическое пособие по оценке радиационной, химической обстановки» МО СССР ДСП. Москва 1988 г.*
14. *Деловой журнал «Neftegaz.RU» // [Электронный ресурс]. – URL: https://neftegaz.ru/news/view/116834-Plavuchaya-AES-Akademik-Lomonosovvstanet-na-yakor-na-Chukotke (дата обращения 06.03.2019 г.)*
15. *Материалы обоснования лицензии на эксплуатацию плавучего энергоблока плавучей атомной теплоэлектростанции в г.Певеке чукотского автономного округа (включая материалы оценки воздействия на окружающую среду) Том 1: Текстовая честь // М: ООО «НПК «МорТрансНиипроект», 2017. – 82 с.*
16. *Материалы обоснования лицензии на эксплуатацию плавучего энергоблока плавучей атомной теплоэлектростанции в г. Певеке Чукотского автономного округа (включая материалы оценки воздействия на окружающую среду) Том 3: Оценка воздействия на окружающую среду // М: ООО «НПК «МорТрансНиипроект», 2017. – 124 с.*
17. *Методические указания МУ 2.6.1.2153-06 Оперативная оценка доз облучения населения при радиоактивном загрязнении территории воздушным путем. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2007. – 55 с.*
18. *Методические указания МУ 2.6.5.010-2016 обоснование границ и условия эксплуатации санитарно-защитных зон и зон наблюдения радиационных объектов. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2007. – 76 с.*
19. *Нормы радиационной безопасности НРБ – 99/2009 URL: http://nucloweb.jinr.ru/nucloserv/inform/instructions/nrb-99-2009.pdf (дата обращения 17.02.2020 г.)*
20. *Официальный сайт АО «Концерн Росэнергоатом» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.rosenergoatom.ru (дата обращения 22.01.2019 г.)*
21. *Официальный сайт Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.rosatom.ru/ (дата обращения 06.03.2019 г.)*
22. *ГОСТ Р 22.2.11-2018 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Методика оценки радиационной обстановки при запроектной аварии на атомной станции.*
23. *Туманов А.Ю. Научно-методические основы оценки опасности техногенных аварий на потенциально-опасных объектах: монография / А.Ю. Туманов. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2019. – 241 с.*
24. *Туманов А.Ю. Научно-методические основы оценки риска чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на опасных технических объектах / А. Ю. Туманов, В.И. Гуменюк. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. – 135 с.*
25. *Tumanov A., Gumenyuk V., Tumanov V. Development of advanced mathematical predictive models for assessing damage avoided accidents on potentially-dangerous sea-based energy facility (2017) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 90 (1), № 012027, DOI: 10.1088/1755-1315/90/1/012027.*
26. *Tumanov A. Risk Assessment of Accidents During the Transportation of Liquid Radioactive Waste in Multimodal Transport (2019) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 272. № 032078. DOI: 10.1088/1755-1315/272/3/032078.*
27. *Kulinkovich A., Sakova N., Tumanov A. Development of the Express Method for Controlling Uranium Compounds in Natural Waters in Emergency Situations on Floating Nuclear Thermal Power Plants. (2019) IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 272. № 022016. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022016.*
28. *Tumanov A., Venevsky S. Elaboration of Theoretical Methods for Assessment of Isolated and Combined Physical Damage Effects of Technogenic Accident while Transporting Radiological Materials by Multimodal Transport. (2019). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 582, № 012038. DOI: 10.1088/1757-899x/582/1/012038.*
29. *Tumanov A., Solovev A., Kulinkovich A.V., Tumanov V. Development of the theoretical-practical model of protection of the means of transport of radioactive materials IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. С. 032042.*

Keywords: *Arctic, floating nuclear heat power plant, radioactive waste, population safety, damaging factors, extended accident.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 номер 2021 г.	1	1 590
I полугодие 2021 г.	8	15 990
II полугодие 2021 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	29 980
Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 статья номера 2021 г.	–	190
1 номер 2021 г.	1	990
I полугодие 2021 г.	8	6 990
II полугодие 2021 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	12 980
Печатная + Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2021 г.	1	1 290
I полугодие 2021 г.	8	9 990
II полугодие 2021 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	18 980
Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2021 г.	1	290
I полугодие 2021 г.	8	1 990
II полугодие 2021 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2021 г.	15	3 980

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Межрегиональное агентство подписки (МАП) | подписной индекс 11407

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812

+7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

ЛЕДОВЫЕ УСЛОВИЯ ВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФА

по данным акустических профилографов

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НОВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА ОСАДКОЙ ЛЬДА В ОХОТСКОМ МОРЕ, ПОЛУЧЕННЫХ С АКУСТИЧЕСКИХ ПРОФИЛОГРАФОВ, КОТОРЫЕ БЫЛИ УСТАНОВЛЕНЫ НА ВЕСЬ ЛЕДОВЫЙ СЕЗОН В 2015–2016, 2018–2019 И 2019–2020 ГГ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО СРЕДНЯЯ ОСАДКА ЛЬДА НА ВОСТОЧНОМ ШЕЛЬФЕ О. САХАЛИН СОСТАВЛЯЛА ОКОЛО 0,7 М, А МАКСИМАЛЬНАЯ ОСАДКА НАБЛЮДАЛАСЬ В МАРТЕ И ДОСТИГАЛА 15–16 М

THE ARTICLE PRESENTS SOME RESULTS OF PROCESSING DATA FROM NEW OBSERVATIONS OF ICE BOTTOM SURFACE IN THE SEA OF OKHOTSK OBTAINED FROM ACOUSTIC PROFILOGRAPHS THAT WERE INSTALLED FOR 2015–2016, 2018-2019, AND 2019-2020 ICE SEASONS. IT IS ESTABLISHED THAT THE AVERAGE ICE DRAFT ON THE EASTERN SHELF OF SAKHALIN WAS ABOUT 0.7 M, AND THE MAXIMUM VALUES OF DRAFT WERE OBSERVED IN MARCH AND REACHED 15–16 M

Ключевые слова: *Охотское море, осадка льда, ледовый сонар, статистический анализ, средние и максимальные значения.*

УДК 551.326.02

Кузнецова Ольга Андреевна
Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Росгидромет, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН

Онищенко Дмитрий Арсеньевич
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН

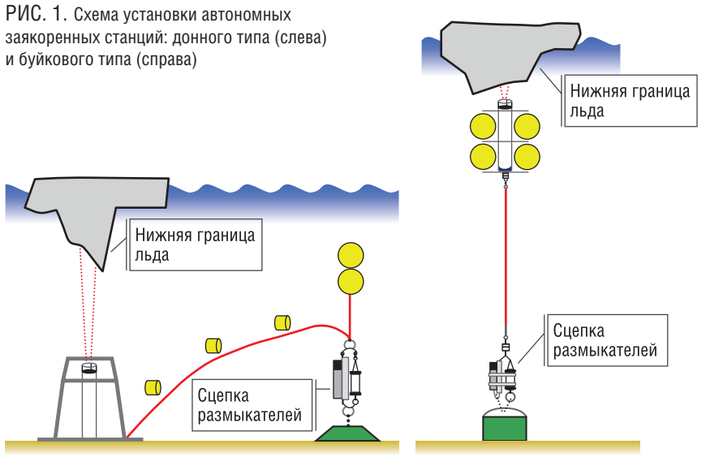
Архипов Василий Владимирович
Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Росгидромет, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Годецкий Станислав Витальевич
Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Росгидромет

Проектирование морских нефтегазопромысловых сооружений: стационарных и плавучих платформ, а также подводных трубопроводов, планируемых для установки/строительства на акваториях ледовитых морей, требует корректного учета ожидаемых ледовых нагрузок [1–3]. Для расчета ледовых нагрузок важно знать морфометрические параметры ледяных образований. Ледовые условия Охотского моря существенно отличаются от ледового режима морей российской Арктики: весь лед здесь имеет местное происхождение, нет многолетних ледяных полей, толщина льда может достигать 180 см и более за счет многократного наслоения молодого льда в динамически активных (более северных) районах, дрейф льда характеризуется исключительно высокими скоростями. Вдоль восточного побережья о. Сахалин распространены полыньи, выполняющие зимой роль очагов формирования молодых льдов, которые ветер с материка отжимает в сторону моря, формируя поле тяжелых льдов, а весной – катализаторов разрушения ледяного покрова [4, 5]. По ледовым условиям в районе морского шельфа о. Сахалин уже собран большой объем данных (см., например, [2, 4, 5–7]), при этом большая часть данных по нижней поверхности ледяного покрова была получена для шельфа северного Сахалина в конце прошлого – начале этого века. В настоящей статье приводятся новые данные для более южной части шельфа.

Для исследования ледовых условий морей применяются различные методы: авиационные разведки и спутниковое зондирование, радиолокационный мониторинг с берега, наблюдения на постах сети Росгидромет, данные попутных судовых

РИС. 1. Схема установки автономных заякоренных станций: донного типа (слева) и буйкового типа (справа)



наблюдений, экспедиционные полевые работы с высадкой на лед и установка автономных станций с акустическими датчиками, фиксирующими положение нижней границы льда [4, 6, 7]. Для наблюдения за нижней поверхностью льда могут быть использованы как специализированные ледовые сонары, так и установленные излучателями вверх акустические пятилучевые профилографы течений [8, 9].

В работе представлены некоторые результаты обработки данных, записанных подводными ледовыми сонарами, которые были установлены на восточном шельфе о. Сахалин в период 2015–2020 гг. Приводятся методические аспекты обработки «сырых» данных, анализируются полученные средние и максимальные значения осадки дрейфующего льда.

Материалы и методы

Наблюдение за нижней поверхностью льда проводилось в зимний период 2015–2020 г. при помощи акустических датчиков, установленных на нескольких автономных заякоренных станциях буйкового и донного типа (рисунок 1 и таблица 1). Станции устанавливались на траверзе Луньского залива Охотского моря на расстоянии 7 и 45 км от берега, соответственно, на глубинах 25–30 и 165–170 м.

В 2015–2016 гг. измерения проводились с помощью пятилучевого акустического измерителя течений ADCP WHS600 производства RD Instruments Teledyne Technologies Inc. [10]. Дискретность наблюдений составляла 10 мин, данные по осадке льда осреднялись за 10 мин.

В ледовый сезон 2018–2019 гг. наблюдения за нижней поверхностью льда проводились при помощи акустических профилографов Ice Profiling Sonar (IPS-5), производства ASL Environmental Sciences Inc. [11]. На донной станции прибор был установлен на дне в точке с глубиной 27 м и зафиксирован в раме; на буйковой станции прибор крепился на тросе «в линию» на расстоянии 27 м от поверхности. Дискретность наблюдений за осадкой льда составляла 1 с. Давление, наклон прибора и другие вспомогательные параметры регистрировались на донной станции с дискретностью 10 мин., на буйковой – 1 с.

В ледовый сезон 2019–2020 гг. наблюдения за осадкой льда проводились одновременно при помощи акустического профилографа IPS-5 и доплеровского измерителя течений AWAC производства AWAC [12]. Оба прибора были установлены в донных рамах на изобате 27 м на расстоянии 280 м друг от друга. Дискретность наблюдений за осадкой льда у акустического профилографа составляла 1 с. Профилограф течений ежечасно записывал серию измерений расстояния до льда продолжительностью ~8,5 мин (1024 измерения) с частотой 2 Гц. Данные осреднению не подвергались и записывались в полном объеме – это позволило затем провести анализ всей серии измерений.

Обработка данных ледовых сонаров, установленных на автономных буйковых и донных

ТАБЛИЦА 1. Информация о периодах работы оборудования, установленного на автономных станциях для наблюдения за нижней поверхностью льда на восточном шельфе Сахалина в 2015–2020 гг.

Станция		Период работы	Расстояние от берега, км	Глубина моря, м	Наименование прибора	Горизонт постановки прибора, м	Продолжительность наблюдений, сутки
1	буйковая	01.12.2015 30.04.2016	45	170	ADCP WHS600	30	153
2	донная	01.12.2018 24.04.2019	6,6	27	ASL IPS5	27	144
3	буйковая	03.12.2018 28.04.2019	44,9	165	ASL IPS5	27	146
4	донная	02.12.2019 26.06.2020	6,4	27	ASL IPS5	26	168
5	донная	02.12.2019 17.06.2020	6,4	27	AWAC	26	198

РИС. 2. Временной ход атмосферного давления на ГМС Комрво [13], гидростатического давления и расстояния от прибора до границы воды/льда на станции 3. Период наблюдений 03.12.2018–28.04.2019

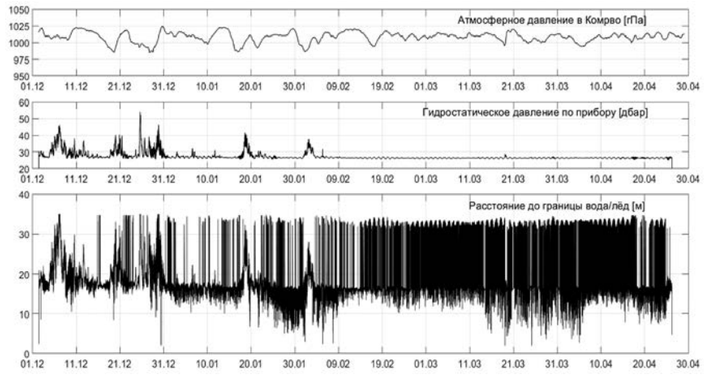
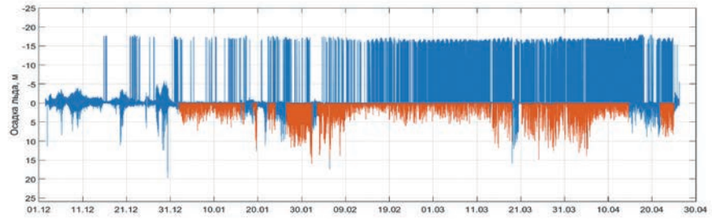


РИС. 3. Временной ход атмосферного давления на ГМС Комрво [13], гидростатического давления и расстояния от прибора до границы воды/льда на станции 3. Период наблюдений 03.12.2018–28.04.2019



ледовых станциях, происходила по единому алгоритму и включая в себя несколько этапов.

1. Расчет осадки льда проводился по формуле:

$$d = \frac{P_{ips} - P_{atm}}{\rho g} - r * cos\alpha - \Delta D \quad (1)$$

где P_{ips} – гидростатическое давление, измеренное прибором, P_{atm} – атмосферное давление, $cos\alpha$ – косинус угла наклона луча, ΔD – расстояние между датчиком давления и акустическим излучателем, ρ – плотность воды, g – ускорение свободного падения.

Атмосферное давление для расчета осадки льда использовалось с ближайшей гидрометеорологической станции – ГМС Комрво [13]. Косинус угла наклона испускаемого луча как для ледовых сонаров, так и для профилографов течений рассчитывался на основе данных о наклоне прибора относительно горизонтальных и вертикальной осей. На рисунке 2 показан пример исходных временны́х рядов, по которым затем с помощью формулы (1) рассчитывались предварительные значения осадки льда (рисунок 3, линия синего цвета).

2. Предварительные («сырые») данные по осадке льда на следующем этапе были подвергнуты многоступенчатой проверке и фильтрации. Последовательно выполнялись следующие шаги:

- Данные, полученные при угле наклона прибора больше 10°, считались невалидными и отфильтровывались. На донных станциях таких значений обнаружено не было (угол наклона не превышал 3° – рамы сохраняли устойчивое положение на протяжении всего периода работы станций). Для приборов, закрепленных на тросе на буйковых станциях, применение такого фильтра необходимо, поскольку во время штормов, когда существенно возрастают скорости течений, наклон прибора может превышать 10°, и такие ситуации, действительно, неоднократно имели место.
- В автоматическом режиме отфильтровывались отдельные единичные выбросы.
- Путем визуализации рядов и последующего сравнительного экспертного анализа данных по осадке льда, данных по волнению (значительной высоты волн), полученных на ближайшей автономной гидрологической станции (для станций 1 и 5 данные по волнению были получены непосредственно с профилографа течений), и данных спутниковой съемки выделялись периоды открытой воды. В сырых записях периоды волнения выделяются достаточно однозначно по характеру колебаний значений осадки относительно нуля: при наличии волнения график временного хода почти симметричен относительно горизонтальной оси (см. период 01–11.12 на рисунке 3), в то время как при наличии льда преобладающие значения осадки положительные (характерный пример – период 02–18.01).
- На последнем этапе в автоматическом режиме отфильтровывались отрицательные значения осадки

РИС. 4. Ледовая обстановка в районе расположения ледовых станций 2 и 3: 10.04.2019 (слева) и 15.04.2019 (справа). Спектрорадиометр Modis Terra/Aqua [14]

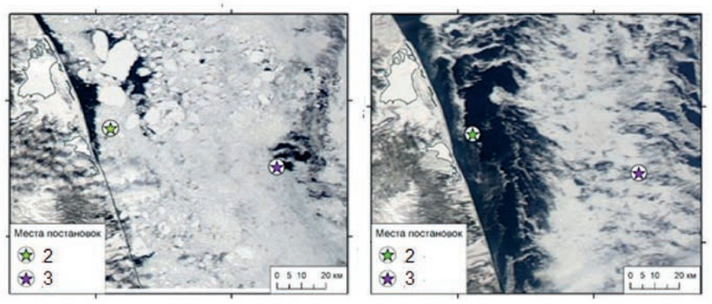
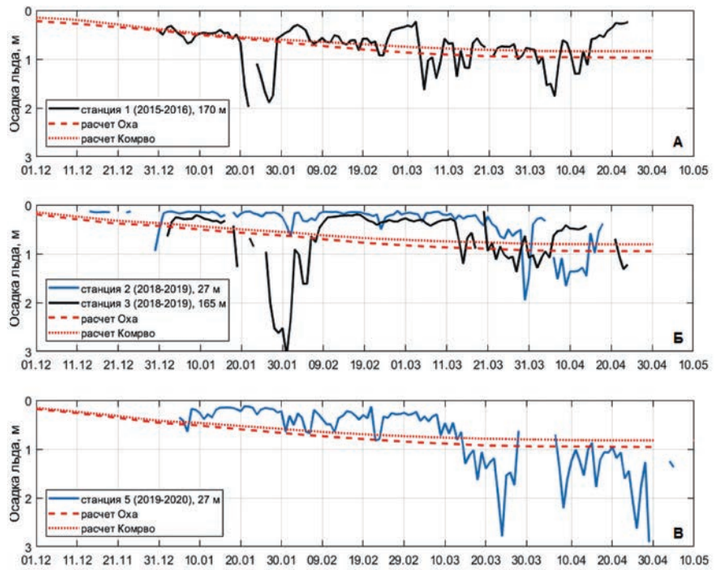


РИС. 5. Средняя суточная осадка льда (м) в исследуемом районе по данным автономных станций и расчётная по СГДМ толщина льда спокойного нарастания в ледовые сезоны 2015–2016 (а), 2018–2019 (б), 2019–2020 (в)



льда. Результирующие данные по осадке льда показаны на рисунке 3 кривой коричневого цвета.

3. Заверка данных ледового сонара проводилась посредством анализа ежесуточных спутниковых снимков Modis Terra/Aqua [14]. На рисунке 4 показано начало очищения изучаемой акватории ото льда в 2019 г., когда массив разрушающегося льда смещался от берега под действием ветра. Вблизи мелководной станции 2 на снимке от 10.04.2019 видны крупные ледяные образования; среднесуточная толщина льда в этот период составляла около 1,5 м. На акватории вблизи глубоководной станции 3 по снимку наблюдался тонкий лед и разводья, а по данным сонара средняя суточная толщина льда не превышала 0,5 м. К 15 апреля над станцией 2 вода практически очистилась ото льда, что соответствует резкому уменьшению значений средней суточной толщины льда на графиках осадки льда.

Результаты и обсуждение

В результате обработки данных акустических датчиков были получены временные ряды осадки льда: ежечасные осредненные за 10 мин для станции 1, ежечасные продолжительностью около 8,5 мин с частотой 2 Гц для станции 5 и непрерывные ежесекундные для станций 2, 3 и 4. По данным измерений, в течение всего ледового сезона, который продолжается в открытом море с января о май, на изучаемой акватории абсолютно преобладает лед толщиной до 100 см.

Стоит отметить, что данные с акустических профилографов течений при сравнении средних суточных и максимальных значений осадки дают результаты, схожие с результатами измерений специализированных ледовых сонаров (рисунок 5, таблица 2). При расчете средних суточных значений и всех статистических характеристик в статье не учитывались значения осадки льда менее 10 см.

На мелководных станциях (2, 5) во временном ходе осадки льда прослеживается постепенное увеличение толщины льда к концу марта – началу апреля. На глубоководных станциях 1 и 3 временной ход характеризуется 2 максимумами: первый в конце января – начале февраля, второй в конце марта – начале апреля.

Сопоставление среднесуточных значения осадки льда в январе – феврале 2015–2016 гг. и 2019–2020 гг. с расчетными по сумме градусо-дней мороза (СГДМ) [15] на ГМС Комрво и Оха [13] позволяет сделать некоторые заключения о происхождении льда в изучаемом районе. Очевидно, что в начале ледового сезона, когда толщина льда по данным сонаров (рисунок 5а) составляет до 0,5 м, лед образуется непосредственно на восточном шельфе о. Сахалин. Вероятно, первый максимум осадки льда, который в 2–3 раза превышает расчетное значение осадки льда спокойного нарастания, связан с тем, что зимой отжимной ветер постоянно выносит в море лед, который образуется в прибрежной полынье, и область тяжелых переслоенных льдов [4] располагается в конце января в районе изобаты 160–170 м. Подтверждением этому может также служить тот факт, что на мелководной станции толщина льда существенно ниже, чем на морской (и ниже расчетного значения). Второй максимум осадки льда очевидно связан с постепенным разрушением ледяного покрова в северной части Охотского моря и дрейфом торосистых ледовых полей на юг вдоль о. Сахалин.

ТАБЛИЦА 2. Средние, максимальные и минимальные значения осадки льда по данным наблюдений на автономных станциях

Станция	Ледовый сезон	Среднее, м	Медиана, м	Максимум, м
Глубина 25–30 м, расстояние от берега 6–7 км				
2	2018–2019	0,49	0,19	15,47
5	2019–2020	0,72	0,29	14,75
Глубина 160–170 м, расстояние от берега 45 км				
1	2015–2016	0,75	0,54	13,21
3	2018–2019	0,70	0,28	16,03

Полученные величины средней осадки (~0,7 м, см. таблицу 2) довольно неплохо совпадают со значениями, полученными в 1999–2001 г. в юго-восточной части Охотского моря (0,6 м) [16]. Наиболее суровые ледовые условия характерны по данным всех станций для марта. В этот месяц средняя осадка льда достигает своего максимума, как и повторяемость наличия ледяного покрова. Что касается максимальных значений осадки льда, то для трех станций 1, 2 и 5 они наблюдались в марте и для одной (3) – в начале апреля. Максимальные значения осадки льда составляли на мелководных станциях 14,7–15,5 м, а на глубоководных – 13,2 и 16,0 м, соответственно, в 2015–2016 гг. и 2018–2019 гг. По сравнению с наблюдениями в юго-восточной части Охотского моря (максимальные значения осадки 10–12 м, абсолютный максимум 17 м) [16], максимальные значения на восточном шельфе о. Сахалин в среднем несколько выше.

Необходимо отметить, что применительно к максимальным значениям осадки льда (то есть, при анализе экстремальных килей торосов), данные ледовых сонаров позволяют получить более точные данные. Это объясняется настройками измерительного оборудования. Профилограф течений в 2015–2016 гг. давал в качестве осадки льда значение, усредненное за 10 минут, в результате чего происходит сглаживание «выбросов», которые и являлись бы максимальными значениями осадки килей. В 2019–2020 гг. значения максимальной осадки лишь немного ниже, чем в предыдущие годы, поскольку измерения (хоть и высокой частотой – 2 Гц) проводились только 8,5 минут из часа. Если учесть этот фактор и рассматривать значения, полученные на станциях 1 и 5 (таблица 2) как несколько заниженные, то можно сделать вывод, что максимальная за год осадка килей торосов в данном районе характеризуется достаточным постоянством – около 15,5–16,0 м (по крайней мере, для трех рассмотренных сезонов). При этом очевидно, что для оценки экстремальных значений (повторяемостью 1 раз в N лет при N = 50 и 100 лет), а именно они требуются при вычислении расчетных нагрузок на проектируемые сооружения, необходимы гораздо более длительные ряды наблюдений.

Детальная информация, записанная ледовыми сонарами, позволяет осуществлять статистический анализ различных характеристик ледяного покрова. В качестве примера исследуем возможную корреляцию между средней толщиной льда и максимальной толщиной льда в пределах отдельного ледяного образования (ЛО). В качестве ЛО рассмотрим фрагменты ледяного покрова, у которых в любой их точке толщина льда превышает 0,5 м. Каждому такому ЛО, длина которых может изменяться в очень широких пределах (от нескольких метров до 1,5 км на станции 2 и 3,5 км на станции 3) соответствуют два значения толщины льда – средняя и максимальная. Нанесем эти значения в виде точек на график в соответствующих осях (рисунок 6). Очевидно, что среднее значение не может оказаться больше максимального, поэтому все точки лежат не выше прямой x = y.

Анализ расположения точек на рисунке 6 показывает, что на глубоководной станции (точки красного цвета) вариативность торосистых образований выше, чем для мелководной станции (точки черного цвета) – диапазон разброса точек в построенном «облаке» гораздо больше для станции 3, чем для станции 2. Например, хорошо видно, что в открытом море торосы с килями 12–15 м нередко могут быть частью ЛО со средней толщиной от 2 до 5 м, в то время как на мелководной станции такие большие кили соответствуют средней осадке

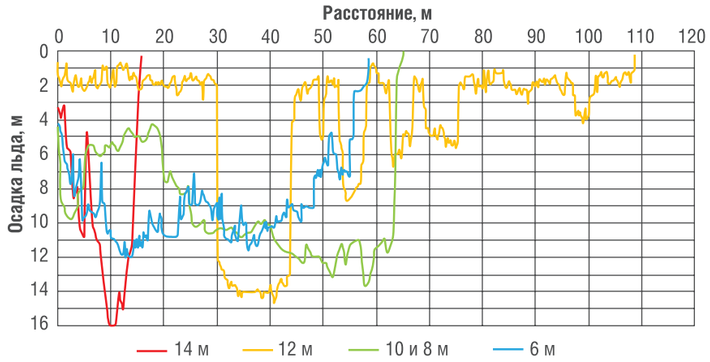
РИС. 6. Зависимость максимальной и средней осадки (м) для ледяных образований больше 5 м длиной на мелководной и глубоководной станциях в ледовый сезон 2018–2019 гг.

не ниже 5 м. Это может быть объяснено тем, что в открытом море, в целом, разнообразие дрейфующих ледяных полей больше и, в частности, достаточно больших по площади, усреднение по которой приводит к более низким значения средней толщины. Что касается мелководного района (станция 2), то поскольку ветра на восточном шельфе о. Сахалин практически всю зиму преимущественно отжимные, то более или менее крупные ледяные образования (с большой осадкой) наблюдаются здесь большей частью только в весенние месяцы и находятся в основном на обломках ледяных полей относительно небольшой площади, чем и объясняется их большая средняя осадка.

Важное значение при проектировании морских сооружений имеет также информация о протяженности ледяных образований с толщиной не ниже заданной [3].

РИС. 7. Профили ледяных образований, содержащие в себе наиболее протяженные участки льда толщиной более 2, 4, 6, 8, 10, 12 и 14 м. Станция 2

РИС. 8. Профили ледяных образований, содержащие в себе наиболее протяженные участки льда толщиной более 6, 8, 10, 12 и 14 м. Станция 3



На рисунке 7 по данным станции 2 приведены профили осадки ЛО с максимальной протяженностью для данной градации толщины льда; такие ледяные образования могут рассматривать как экстремальные при расчете ледовых нагрузок на морские сооружения, которые потенциально могут быть установлены в данном районе. Например, синим цветом показано максимальное по длине наблюденное ЛО с осадкой не меньше 2 м – его длина составила около 130 м. Интересно отметить, что в составе этого ЛО присутствовал непрерывный участок длиной почти 100 м, где толщина льда составляла не меньше 6 м. Очевидно, что такой лед сформировался в северной части Охотского моря и впоследствии в процессе дрейфа достиг района исследований. Другим экстремальным ЛО является торосистое образование с максимальной осадкой 15,5 м и длиной около 35 м (линия красного цвета), из которых почти 25 м составил лед толщиной 8 м и больше.

На рисунке 8 приведены аналогичные графики для глубоководной станции 3. Обращает на себя внимание ледяное образование, показанное кривой зеленого цвета, в пределах которого находился участок длиной почти 40 м, где толщина льда составляла 10 м и более, а максимальное значение осадки киля достигло 13,5 м.

Выводы

- Результаты наблюдений на автономных станциях в зимние периоды 2015–2016, 2018–2019 и 2019–2020 гг. подтверждают общие представления о развитии ледовой обстановки на восточном шельфе о. Сахалин, сформулированные преимущественно на основе обобщения спутниковых снимков: в течение зимнего сезона в типичном случае наблюдаются два максимума осадки льда над изобатой 160–170 м, которые, соответственно, приурочены к периоду формирования пояса тяжелых льдов и периоду активного дрейфа сильно всторошенных льдов, образовавшихся в северной части моря.
- Средняя осадка льда на восточном шельфе о. Сахалин на траверзе Луньского залива на составила около 0,7 м. При этом максимальные наблюденные значения осадки льда на всех станциях оказались достаточно близкими для разных станций и находились в интервале 15–16 м.
- Данные по осадке льда, получаемые с помощью ледового сонара, позволяют осуществлять детальный статистический анализ; в частности, возможно определение ледяных образований с максимальной длиной при условии, что толщина льда составляет значение, не ниже заданного.
- При рассмотрении среднесуточных значений осадки льда результаты непрерывных наблюдений специализированного ледового сонара вполне сопоставимы с результатами ежечасных измерений профилографа течений. При этом максимальные значения осадки льда во втором случае оказываются несколько заниженными в случае выбора режима измерений с осреднением в 10 мин. ●

Литература

1. *ГОСТ Р 58283-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Учет ледовых нагрузок при проектировании морских платформ.*
2. *Вершинин С.А., Трусков П.А., Кузмичев К.В.. Воздействие льда на сооружения Сахалинского шельфа. М: «Институт Гипростроймост», 2005, 208 с.*
3. *Политько В.А., Соломатин С.В., Каракозова А.И., Трусков П.А. Совершенствование методов расчета нагрузок от воздействия льда на гидротехнические сооружения // Вестник МГСУ, 2020, № 5, сс. 701-711. DOI: 10.22227/1997-0935.2020.5.701-711.*
4. *Думанская И.О. Ледовые условия морей Азиатской части России. Москва: ФГБУ «Гидрометцентр России», 2017. 639 с.*
5. *Поломошнов А.М., Помников Е.Е., Шамсудинов Р.Р. Региональные особенности ледовых условий акваторий морских нефтегазовых месторождений // Инновации и инвестиции, 2020, № 7, с. 250–254.*
6. *Пищальник В.М., Романюк В.А., Минервин И.Г., Батухтина А.С. Анализ динамики аномалий ледовитости Охотского моря в период с 1882 по 2015 г. // Известия ТИНРО, 2016. Т. 185. Стр. 228–239.*
7. *Шевченко Г.В., Тамбовский В.С. Динамика дрейфа льда на северо-восточном шельфе острова Сахалин по данным измерений радиолокационными станциями / РФФИ; ИМГиГ ДВО РАН. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2018. – 136 с.*
8. *Shcherbina, A. Y., Rudnick, D. L., and Talley, L. D.: Ice-Draft Profiling from Bottom-Mounted ADCP Data, J. Atmos. Ocean. Tech., 22, 1249–1266, url: https://doi.org/10.1175/JTECH1776.1, 2005.*
9. *Birch, R, Fissel, D, Melling, H, Vaudrey, K, Schaudt, K, Heideman, J, and Lamb, W (2000). "Ice Profiling Sonar: Upward Looking Sonar Provides Over-Winter Records of Ice Thickness and Ice Keel Depths off Sakhalin Island, Russia," Sea Tech, Vol. 41, No 8, pp. 48–53.*
10. *Workhorse ADCP. RD Instruments. URL: http://www.teledynemarine.com/workhorse-sentinel-adcp?ProductLineID=12 (дата обращения 19.10.2020).*
11. *Ice Profiling Sonar (IPS). ALS Environmental Sciences. URL: https://aslenv.com/ips.html (дата обращения 19.10.2020).*
12. *Acoustic Wave and Current profiler (AWAC). URL: https://www.nortekgroup.com/products/awac-600-khz (дата обращения 19.10.2020).*
13. *Расписание погоды. Архив погоды на метеостанциях. URL: https://rp5.ru (дата обращения 19.10.2020).*
14. *EODIS Worldview. URL: https://worldview.earthdata.nasa.gov/ (дата обращения 19.10.2020).*
15. *Зубов Н.Н. Льды Арктики. М.: изд-во Главсевморпути, 1945. 139 с.*
16. *Fukamachi Y., Mizuta G., Ohshima K.I., Toyota T., Kimura N., Wakatsuchi M. Sea ice thickness in the southwestern Sea of Okhotsk revealed by a moored ice-profiling sonar / Journal of Geophysical research, 2006. Vol. 111, C09018, doi:10.1029/2005JC003327.*

KEYWORDS: *Sea of Okhotsk, ice draft, ice sonar, statistical analysis, average and maximum values.*

РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НОРВЕГИИ

УДК 330.32

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ НОРВЕГИИ ЯВЛЯЕТСЯ УСПЕШНЫМ ПРИМЕРОМ ДЛЯ ДРУГИХ СТРАН, ГДЕ ИМЕЮТСЯ СЕРЬЕЗНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ: КАЧЕСТВЕННОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ПРОИЗОШЛО ЗА ОЧЕНЬ КОРОТКИЙ ПРОМЕЖУТОК ВРЕМЕНИ И СТАЛО ИГРАТЬ РЕШАЮЩУЮ РОЛЬ В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ. ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ УСПЕХОВ В ОТРАСЛИ УДАЛОСЬ ДОБИТЬСЯ БЛАГОДАРЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОЛИТИКЕ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ. В ЭТОЙ СВЯЗИ ДАННАЯ СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАССМОТРЕНИЮ ОСНОВНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ НОРВЕГИИ И ИХ БАЗОВЫХ ПРИНЦИПОВ. РЕЧЬ, В ЧАСТНОСТИ, ИДЕТ О ПРЯМОМ УЧАСТИИ ГОСУДАРСТВА В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ, ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ЧЕРЕЗ ПРЯМОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ФИНАНСОВЫЙ ИНТЕРЕС, ПОЛИТИКЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НОРВЕГИИ

NORWEGIAN EXPERIENCE OF OIL AND GAS EXPLORATION IS A SUCCESSFUL EXAMPLE FOR OTHER COUNTRIES THAT HAVE CONSIDERABLE HYDROCARBON RESERVES – SOUND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS SECTOR TOOK PLACE WITHIN A VERY SHORT PERIOD OF TIME AND STARTED TO PLAY A DECISIVE ROLE IN THE ECONOMY OF THE COUNTRY. NORWAY ACHIEVED CONSIDERABLE SUCCESS IN THE INDUSTRY DEVELOPMENT DUE TO THE EFFICIENT STRATEGY OF STATE REGULATION. IN THIS REGARD THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE DESCRIPTION OF THE MAIN STATE REGULATION MECHANISMS OF OIL AND GAS EXPLORATION ON THE NORWEGIAN CONTINENTAL SHELF AND THEIR BASIC PRINCIPLES. THIS REFERS TO STATE PARTICIPATION IN GEOLOGICAL EXPLORATION, EXTRACTION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS THROUGH STATE DIRECT FINANCIAL INTEREST, AS WELL AS TAXATION POLICY AND LICENSING OF OIL AND GAS ACTIVITIES

Ключевые слова: *нефтегазовый комплекс Норвегии, Прямой Государственный Финансовый Интерес, «Петоро», «Эквинор», административное лицензирование, лицензионный раунд, налог на нефтяную деятельность.*

Белякова Марина Юрьевна

преподаватель кафедры международных проблем ТЭК им. Н.П. Лаверова, МИЭП МГИМО (У) МИД РФ

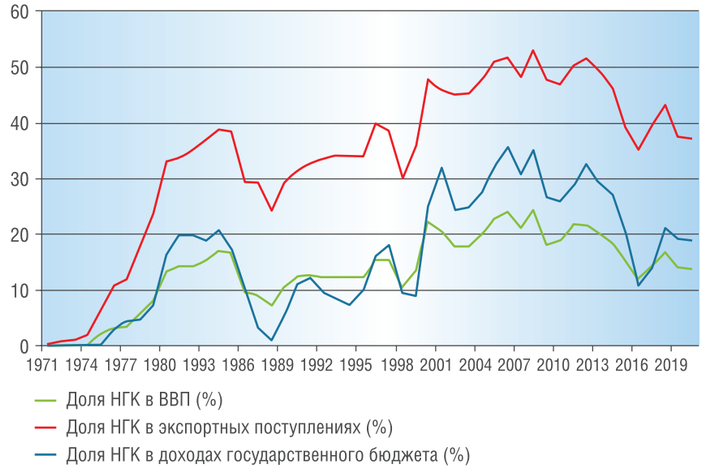
До обнаружения нефтегазовых ресурсов Норвегия представляла собой страну, где были развиты рыболовство и рыбная промышленность, цветная металлургия, а также судостроение [6]. С начала 1960-х гг. возрастающее значение в экономике Норвегии начинают иметь нефтегазовые ресурсы, обнаруженные на континентальном шельфе Северного моря. Поиск и эксплуатация углеводородов начинают сопровождаться повышенным интересом со стороны таких зарубежных компаний, как «Шелл», «Тоталь», «Эксон Мобил». В 1962 г. американская компания «Филлипс Петролеум» подает первую заявку на проведение разведывательных работ на норвежском континентальном шельфе, а в 1969 г. открывает первое нефтяное месторождение в Северном море – «Экофиск», которое становится началом новой «нефтяной» эры в Норвегии [1].

В 1970-х гг. государство провозглашает принцип, в соответствии с которым все ресурсы на шельфе «принадлежат норвежскому народу и должны быть использованы во благо нынешнего и будущих поколений» [2]. «Функционирование нефтегазового комплекса призвано обеспечивать страну доходами и способствовать повышению благосостояния ее граждан, общей занятости населения, осуществлению эффективной экономической политики, а также стимулировать индустриальное развитие Норвегии, учитывая при этом интересы регионов» [2].

Сегодня развитие нефтегазового комплекса в Норвегии отвечает всем вышеобозначенным задачам. В 2020 г. на долю нефтегазового сектора приходится 10% ВВП, 10% всех доходов государства, а также 20% всех экспортных поступлений [20].

Динамика доли доходов от нефтегазовой деятельности с 1971 по 2019 гг. в ВВП, доходах государственного бюджета и экспортных поступлениях представлена на рисунке 1 [16].

РИС. 1. Доля НГК в ВВП, экспортных поступлениях и доходах государственного бюджета Норвегии в 1971–2019 гг. [16]



Именно благодаря доходам от нефтегазовой деятельности Норвегия сегодня является высокоразвитой страной, характеризующейся открытой экономикой, ориентированной на экспорт. В 2018 г. она заняла первое место в рейтинге стран с самым высоким уровнем индекса человеческого развития [19], при расчете которого учитываются уровень образования, средняя продолжительность жизни, объем валового национального продукта на душу населения. В целом показатели благосостояния Норвегии очень высоки в сравнении с другими странами.

В 1990 г. для аккумулирования доходов от нефтегазовой деятельности был учрежден Государственный пенсионный фонд (далее – ГПФ) Норвегии (ранее именовавшийся как Нефтяной фонд). Его основными целями являются сглаживание краткосрочных колебаний валютных поступлений от экспорта нефти и газа, а также обеспечение и постоянное повышение общественного благосостояния, выраженное в финансировании растущих расходов на выплаты пенсий по старости и инвалидности и затрат на медицинские услуги.

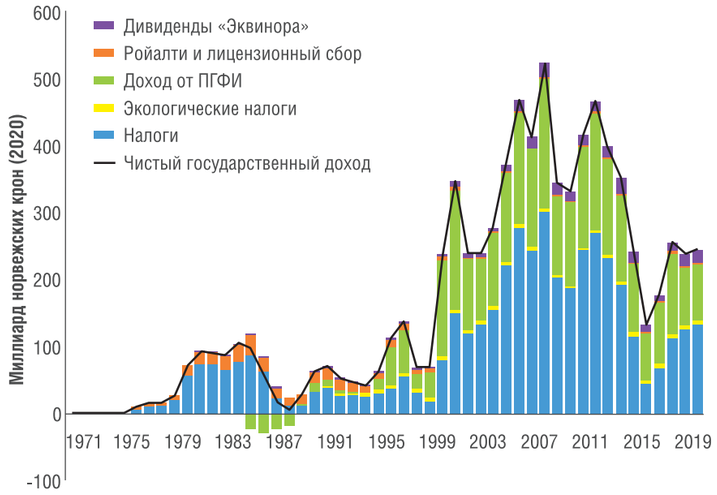
По состоянию на середину 2020 г. стоимость активов фонда составляет свыше 10,68 млрд норвежских крон [10] и более, чем вдвое превосходит ВВП страны. В настоящее время это крупнейший суверенный фонд в мире [11]: он пополняется за счет налогов от нефтегазовой деятельности, доходов от ПГФИ, дивидендов компании «Эквинор», а также доходов от инвестиций фонда [12].

В отношении использования средств фонда действуют очень строгие правила: их нельзя инвестировать в национальную экономику, так как в этом случае фонд превратится в дополнительный источник государственных расходов. Правительство может тратить на внутренние нужды до 4% от стоимости фонда ежегодно. Как следствие, государственные финансы становятся менее зависимы от колебаний цен на нефть, чем в других богатых углеводородами странах.

Значительных успехов в развитии нефтегазовой отрасли Норвегии удалось добиться благодаря эффективной политике государственного регулирования, основанной на строгом административном лицензировании нефтегазовой деятельности, постоянном государственном контроле за освоением ресурсов, а также гибкой системе налогообложения.

Крупнейшей энергетической компанией Норвегии, ведущей добычу нефти, газа, а также активно развивающей проекты в области ВИЭ, является «Эквинор» (до 16 марта 2018 г. – «Статойл»). Государственная доля в акционерном капитале компании достигает 67%. Число занятых составляет более 21 тыс. человек [7]. «Эквинор» обеспечивает около 70% шельфовой добычи углеводородов в стране [8]. Добыча ведется на месторождениях «Глитне», «Гуллфакс», «Хейдрун», «Хюлдра», «Кристин», «Квитебьерн», «Миккель», «Норн», «Ормен Ланге», «Усеберг», «Слейпнер», «Снурре», «Снёвит», «Статфьорд», «Сигна», «Тордис», «Тролль», «Веслефрикк», «Вигдис», «Висунд», «Вольве» и «Асгард», «Ааста Ханстен».

РИС. 2. Доходы Норвегии от нефтегазовой деятельности в период с 1975 по 2020 г. [21]



Кроме владения значительной долей в акционерном капитале «Эквинора», государство напрямую участвует в геологоразведке, производстве и транспортировке нефтегазовых ресурсов на норвежском континентальном шельфе через Прямой государственный финансовый интерес (далее – ПГФИ).

С экономической точки зрения ПГФИ означает возможность непосредственного участия государства в процессах управления нефтегазовыми проектами: государство инвестирует средства и получает от каждого проекта соответствующую часть валового дохода, которая направляется в государственный бюджет [9]. На доходы от ПГФИ приходится порядка 40 % всех нефтегазовых доходов государства (см. рис. 2) [21].

Управлением ПГФИ занимается компания «Петоро». «Петоро» не является в классическом понимании нефтегазовой компанией, поскольку не ведет никакой операционной деятельности, она лишь выступает доверительным управляющим долями ПГФИ в лицензиях на норвежском континентальном шельфе. Государство несет ответственность за все обязательства «Петоро» по заключенным договорам и по иным обязательствам. Реализация на рынке доли нефти и газа, принадлежащей в соответствии с лицензионным соглашением «Петоро», осуществляется компанией «Эквинор».

В распоряжении «Петоро» находится практически одна треть всех нефтегазовых запасов Норвегии. «Петоро» участвует в 202 лицензиях, 35 разрабатываемых месторождениях и 18 совместных предприятиях (СП), которые владеют трубопроводами и объектами по переработке нефти и газа в Норвегии [18]. В 2018 г. чистая прибыль «Петоро» составила 120 млрд норвежских крон, в 2019 г. – 96 млрд норвежских крон, а в первой половине 2020 г. – 34 млрд норвежских крон.

Основным принципом налогообложения нефтегазовой деятельности в Норвегии является взимание налога с прибыли, а не с выручки – как это происходит в России (см. табл. 1). Такой подход способствует разработке как новых месторождений, где еще не создано никакой инфраструктуры для добычи, так и значительно выработанных месторождений, где требуются сложные дорогостоящие технологии для поддержания добычи на текущем уровне.

Налог на прибыль (22 %) взимается с прибыли от продажи углеводородов, которая образуется после вычета из выручки затрат на геологоразведку и научно-исследовательские работы, а также амортизации, платы за выбросы CO_2, лицензионного сбора и операционных расходов.

Специальный налог на нефтяную деятельность (56 %) взимается с той же расчетной базы, что и налог на прибыль, только из прибыли вычитается еще и аплифт – дополнительная амортизация на оборудование для добычи углеводородов на шельфе,

ТАБЛИЦА 1. Расчет налогооблагаемой базы нефтегазовой деятельности Норвегии

Из дохода, полученного компанией от продажи углеводородов (операционный доход), вычитаются:
• Операционные расходы
• Амортизация (линейный метод начисления для инвестиций – 6 лет)
• Затраты на геологоразведку, научно-исследовательские работы, фактически понесенные издержки на сворачивание нефтяных работ и ликвидацию сооружений
• Плата за выбросы CO_2 и лицензионный сбор
• Чистые финансовые затраты (ограничиваются правилом недостаточной капитализации: 20 % собственного капитала)
Налоговая база юридического лица (облагается налогом на прибыль 22 %), **из которой вычитается:**
• Аплифт (дополнительная амортизация на установки, находящиеся на шельфе, то есть проценты по капзатратам (20,8 % на 4 года – 5,2 % от объема инвестиций ежегодно)
Специальная налоговая база (облагается специальным налогом на нефтяную деятельность 56 %)

Источник: *составлено автором на основе данных [17]*

а также трубопроводы, по которым нефть и газ поступают на берег. Ставка аплифта составляет 20,8 % от капитальных вложений в шельфовую инфраструктуру и учитывается в течение четырех лет, начиная с первого года амортизации операционных активов (то есть 5,2 % ежегодно) [17].

Через аплифт государство дает возможность инвестору осуществлять ускоренный возврат инвестиций посредством предоставления ему права на учет в составе расходов суммы большей, чем фактически понесенные компанией расходы.

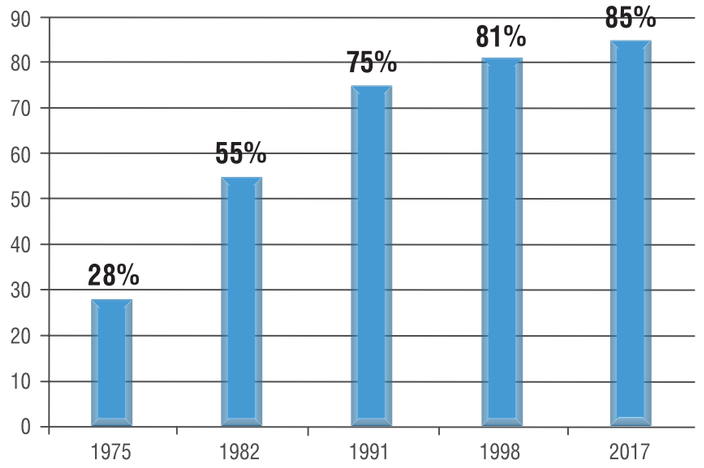
С самого начала развития нефтегазовой отрасли Норвегия отдает предпочтение конкурсному способу выдачи лицензий, основанному на принципе состязательности и позволяющему решать правительству, какие компании и на каких условиях будут работать на шельфе Норвегии. Такая система получила название административное лицензирование.

Выбор компании-недропользователя в рамках лицензионных раундов основывается на оценке финансовых, трудовых, технических характеристик недропользователя и его готовности внести вклад в социально-экономическое развитие регионов, а не на принципе «кто больше заплатит».

В Норвегии существуют два типа лицензионных раундов [13]:

- «номерные» лицензионные раунды, в рамках которых выставляются участки в наименее изученных и освоенных, но в то же время перспективных с точки зрения обнаружения крупных запасов районах шельфа. «Номерные» лицензионные раунды проводятся раз в два года и включают пограничные части норвежского шельфа [14].
- лицензионные раунды в «предварительно определенных районах» (awards in predefined areas, далее – APA), в рамках которых предлагаются блоки в наиболее изученных районах, прилегающих к уже существующей или планируемой инфраструктуре норвежского континентального шельфа [14]. Они проводятся ежегодно.

РИС. 3. Доля норвежских предприятий в поставках оборудования для нефтегазовых проектов на территории Норвегии [3]



По итогам лицензионного раунда в «предварительно определенных районах», объявленного Министерством нефти и энергетики 9 мая 2018 г. (APA 2018), 83 лицензии были распределены между 33 компаниями (37 – в Северном море, 32 – в Норвежском, 14 – в Баренцевом) [14]. В ходе APA 2018 площадь предлагаемых блоков была расширена на 47 в Норвежском море и 56 – в Баренцевом по сравнению с APA 2017 г. [14].

29 мая 2019 г. Министерство нефти и энергетики объявило очередной лицензионный раунд в «предварительно определенных районах» (APA 2019) [15]. Лицензионная площадь была расширена на 5 новых блоков в Северном море, 37 новых блоков в Норвежском море и 48 новых блоков в Баренцевом море. Российская нефтяная компания – ПАО «Лукойл» – провела технико-экономическое обоснование выявленных новых перспективных объектов в Баренцевом море и 27 августа 2019 г. подала заявку на участие в лицензионном раунде APA 2019, однако по итогам лицензионного раунда компания не получила лицензию. Всего подали заявки 33 компании [15].

В июне 2020 г. был объявлен новый лицензионный раунд APA 2020, в ходе которого компаниям необходимо подать заявки в срок до 22 сентября 2020 г. После этого должна производится оценка заявок, а окончательное решение будет принято в 2021 г.

21 июня 2017 г. Министерство нефти и энергетики объявило о 24-м «номерном» лицензионном раунде, в ходе которого было выставлено 102 блока: 9 – в Норвежском и 93 – в Баренцевом море [13]. По результатам лицензионного раунда всего было выдано 12 лицензий, 3 из которых – на добычу в Норвежском море и 9 – в Баренцевом море.

Стоит отметить, что система административного лицензирования сыграла решающую роль в формировании нефтесервисной отрасли в Норвегии. Так, до вступления Норвегии в Единое экономическое пространство в 1994 г. Министерство нефти и энергетики в рамках лицензионных раундов обязывало все нефтегазовые компании, работающие на норвежском континентальном шельфе, в обязательном порядке привлекать к исполнению лицензионных соглашений норвежские вспомогательные предприятия, что позволило создать в Норвегии конкурентоспособную на мировом рынке нефтесервисную отрасль.

Доля норвежских компаний в поставках оборудования для национальных нефтегазовых проектов начала неуклонно расти: в 1975 г. она составляла 28 %, в 1982 г. – 55 %, в начале 1990-х гг. – 75 %, в 2017 – 85 % (см. рис. 3).

На сегодняшний день доля норвежского участия по разработке месторождений может достигать 90%.

Благодаря политике протекционизма в отношении норвежских подрядчиков в течение 20 лет Норвегия превратилась в крупного мирового экспортера оборудования, технологий и услуг для разведки и разработки шельфовых месторождений нефти и газа, расположенных в районах с суровыми климатическими условиями [5]. Поставщиками оборудования и услуг для нефтегазового комплекса Норвегии являются такие известные нефтесервисные предприятия, как норвежская инжиниринговая компания «Акер Солюшенс», «Сидрилл», «Одфьель Дриллинг» [4].

Именно эффективная стратегия государственного регулирования позволила и до сих пор позволяет Норвегии добиваться столь высоких показателей развития нефтегазового комплекса, а также нефтесервисной индустрии. Действующая система налогообложения в сочетании с обязательным участием «Петоро» в разработке месторождений на норвежском континентальном шельфе обеспечивает бюджету значительные поступления доходов от нефтегазовой деятельности, делая при этом разработку шельфа привлекательной для компаний-недропользователей, даже несмотря на высокую совокупную ставку налогообложения в 78%. Государство берет на себя риски в отношении возможных убытков при геологоразведке и превышении затрат при разработке новых месторождений, а также позволяет нефтегазовым компаниям осуществлять ускоренный возврат инвестиций через аплифт.

Конкурсный порядок допуска компаний к разработке континентального шельфа Норвегии позволяет добиться государству сбалансированного исследования шельфа, начиная от мелких и средних, коммерчески непривлекательных запасов до крупных и прибыльных участков, обеспечивая наиболее эффективный способ разработки месторождений, максимальный уровень извлечения ресурсов, а также наибольший вклад в социально-экономическое развитие страны в целом и добывающих регионов в частности.

Именно поэтому рассмотрение системы государственного регулирования нефтегазового комплекса Норвегии является весьма актуальным для России, где нефтегазовый комплекс также, как и в Норвегии, является фундаментом российской экономики и основой бюджетной системы страны, однако в функционировании которого имеется ряд существенных недостатков, которые мешают ему достичь максимальных показателей эффективности. ●

Литература

1. *Белякова М.Ю. Роль политики выдачи лицензий в нефтегазовом комплексе в формировании конкурентоспособной нефтесервисной отрасли в Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://tavr.science/stat/2016/02/Belyakova.pdf.*
2. *Белякова М.Ю., Швец Н.Н. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/011_ekonomika_shvecnn_belyakovamyu.pdf*
3. *Воробьева Т.А. Роль государства в обеспечении рационального освоения национальных природных энергоресурсов: опыт Норвегии [Электронный ресурс].*
4. *Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Норвегии за 2014 г. [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегии. – Осло. – 2015. – Режим доступа: http://www.rusnorge.com*
5. *Рогинский С. В. История развития нефтяной промышленности Норвегии 1962–2000: дис. ... канд. ист. наук: 07.00.03. – Москва, 2001. – С. 194.*
6. *Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. … канд. экон. наук: 08.00.05. – Москва, 2001.*
7. *Equinor [Electronic resorce] //. – Mode of access: https://www.equinor.com/en/about-us.html#equinor-in-brief*
8. *Equinor [Electronic resorce] //. – Mode of access: https://www.equinor.com/en/what-we-do/fields-and-platforms.html*
9. *Noreng 0. The oil industry and government strategy in the North Sea. – London. Groom Helm. 1980. P. 170.*
10. *Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/*
11. *Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/the-fund/*
12. *Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access://www.nbim.no/en/investments/*
13. *Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/facts/production-licences/licensing-rounds/*
14. *Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/record-number-of-awards-in-predefined-areas-2018/id2625506/*
15. *Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/facts/news/general-news/2019/announcement-of-awards-in-predefined-areas-apa-2019/*
16. *Norwegian Petroleum: Norway's petroleum history [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/*
17. *Norwegian Petroleum. The Petroleum tax system [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/*
18. *Petoro, SDFI facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-facts*
19. *Statistical Update 2018: Human Development Indices and Indicators [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.hdr.undp.org/en/2018-update*
20. *The Government's revenues [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/*
21. *The Norwegian Petroleum Sector. Facts 2014 //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/faktaheftet/fakta2014og/facts_2014_nett_.pdf.*

KEYWORDS: *oil and gas sector of Norway, State Direct Financial Interest, Petoro, Equinor, administrative licensing, licensing round, tax on petroleum activities.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

ДЕКАБРЬ

П		7	14	21	28
В	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
Ч	3	10	17	24	31
П	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
В	6	13	20	27	

3–4 декабря

Международная научно-практическая конференция

Информационно-коммуникационные технологии в науке, производстве и образовании

г. Саратов

6–10 декабря

XXIII Всемирный Нефтяной Конгресс

г. Хьюстон, США

7–10 декабря

Российская конференция с международным участием

Современные проблемы теоретической, экспериментальной и прикладной минералогии (Юшкинские чтения – 2020)

г. Сыктывкар

8 декабря

XIV ежегодная конференция

Подряды на нефтегазовом шельфе (Нефтегазшельф-2020)

Россия, Москва, отель InterContinental Moscow Tverskaya

8–11 декабря

24-я Международная выставка

Безопасность и охрана труда

Россия, Москва, ВДНХ, павильон 75

9–10 декабря

2-й международный конгресс и выставка

Полимеры России и СНГ: строительство и модернизация заводов

Россия, Казань, Татарстан

КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ТОПЛИВА ДЛЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная»

НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, ОСНАЩЕННЫХ СОВРЕМЕННЫМИ ГАЗОТУРБИННЫМИ, ГАЗОПОРШНЕВЫМИ ИЛИ ПАРОГАЗОВЫМИ УСТАНОВКАМИ, ТРУДНО ПЕРЕОЦЕНИТЬ ЗНАЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ГАЗА И БЕСПРЕРЫВНОСТИ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ. КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ГАЗОВОГО ТОПЛИВА – ЭТО ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ УСЛОВИЕ ПЛАНОМЕРНОЙ, ЭФФЕКТИВНОЙ И НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

IT IS DIFFICULT TO OVERESTIMATE THE IMPORTANCE OF GAS QUALITY AND UNINTERRUPTED FUEL SUPPLY IN POWER PLANTS EQUIPPED WITH MODERN GAS TURBINE, GAS PISTON OR COMBINED-CYCLE PLANTS. LNG PROCESSING OF GAS FUEL IS AN INDISPENSABLE PRECONDITION FOR SYSTEMATIC, EFFICIENT AND RELIABLE OPERATION OF GENERATING EQUIPMENT

Ключевые слова: *газоподготовка, генерирующее оборудование, газовая турбина, электростанция, автоматизация.*

Крамской Дмитрий Александрович
инженер-эксперт
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

Электростанция на базе газотурбинных технологий построена компанией РусГидро во Владивостоке и введена в эксплуатацию 10 сентября 2018 года. ГТУ-ТЭЦ «Восточная» – это первый объект большой энергетики, возведенный за последние 47 лет в столице Приморского края.

Группа РусГидро – один из крупнейших российских энергетических холдингов, который обеспечивает надежное энергоснабжение многих потребителей страны, в том числе Дальневосточного федерального округа. С этой целью РусГидро внедряет качественное и эффективное оборудование, инновационные технологии и передовые решения

ГТУ-ТЭЦ «Восточная». Предыстория

История появления ТЭЦ берет свое начало в конце 60-х годов прошлого века. Тогда на ее площадке действовала угольная теплоцентраль. В конце 1970-х годов теплоцентраль закрыли по экологическим соображениям, а ее мощности заменили Центральной пароводяной бойлерной. В ЦПВБ для получения горячей воды использовался пар Владивостокской ТЭЦ-2, поступающий по паропроводу длиной 7 км.

Такое решение имело очевидные недостатки – бойлерная была зависимым энергоисточником, к тому же протяженный паропровод давал значительные потери тепла. И все же ЦПВБ эксплуатировалась более 30 лет, и только после полной выработки ресурса ее оборудования последовало решение о создании нового энергообъекта.

Необходимость строительства электростанции была также вызвана увеличением городского потребления электроэнергии и тепла и постройкой новых жилых районов «Снеговая Падь» и «Патрокл».

Электростанция сегодня

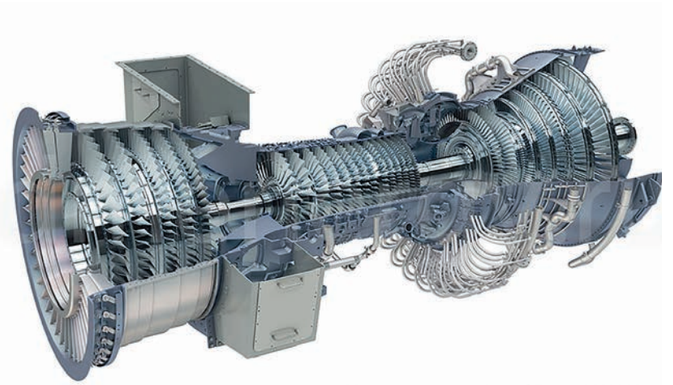
Новая станция, работающая в режиме когенерации, обеспечивает до 20% потребности Владивостока в электричестве и потребность в тепле и горячей воде ряда предприятий и более 50 тыс. квартир в нескольких районах города. Ввод ТЭЦ создал также значительный резерв энергии для проектируемых жилых кварталов развивающегося города.

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» обладает электрической мощностью 139,5 МВт и тепловой мощностью 432 Гкал/ч. Проектная годовая выработка электроэнергии составляет 791 млн кВт·ч, тепла – 1,377 млн Гкал.

Генерирующее оборудование

Станция оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действуют три аэропроизводные газотурбинные установки GE – ГТУ типа LM6000 PF DLE с системой повышения мощности SPRINT. Эта технология помогает снижать температуру в камере сгорания турбины за счет разбрызгивания мелкодисперсной водяной пыли. При этом компрессор осуществляет сжатие и подачу большего количества воздуха, что повышает выходную мощность турбины. Единичная электрическая мощность газотурбинных агрегатов на ТЭЦ «Восточная» – 46,5 МВт.

Каждая ГТУ оснащена камерой сгорания типа DLE с системой сухого подавления выбросов оксидов азота во всем диапазоне мощности. Это позволяет сохранять низкий уровень выбросов даже при неполной загрузке турбины. Установки укомплектованы модульными многоступенчатыми системами фильтрации воздуха (КВОУ) с антиобледенительной системой, которая обеспечивает надежную работу ГТУ в зимних условиях.



Макет газовой турбины GE типа LM6000

Турбины модельного ряда LM6000 – лидер в сегменте мощности 40+ МВт. В настоящее время в мире функционирует свыше 1300 ГТУ LM6000, которые суммарно отработали более 40 млн часов с надежностью 99,8%. Эти установки характеризуются компактностью (около 5 м в длину), рекордно быстрым пуском (5 мин) и выходом на полную мощность (менее 10 мин), топливной эффективностью и высоким КПД в простом цикле (до 42%)

Из турбин отработавшие горячие газы попадают в котлы-утилизаторы, где нагревают воду – это повышает общую эффективность использования топлива. Для выдачи тепла установлены три пиковых водогрейных котла, а для производства пара для промышленных нужд – два паровых котла.

Котлы-утилизаторы изготовлены ПАО «Силовые машины», пиковые водогрейные котлы – АО «Дорогобужкотломаш», паровые котлы – ООО «Энтророс», силовые трансформаторы – ООО «Тольяттинский Трансформатор» и АО «Группа СВЭЛ».

Основным видом топлива для электростанции является природный газ.

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке

Блочный пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»

Комплексная газоподготовка

Топливоснабжение энергоблоков ТЭЦ «Восточная» осуществляет система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ», расположенная на площадке газового хозяйства. Она обеспечивает необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу. Основные элементы системы – блочный пункт подготовки газа (БППГ), дожимная компрессорная станция (ДКС) и парк газовых ресиверов.

Всё оборудование поставлялось с максимальной степенью заводской готовности (97 %). Коэффициент технического использования составляет 0,92+, надежности пусков – 0,95+.

Блочный пункт подготовки газа

БППГ изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту и представляет собой технологическую установку, основное назначение которой – измерение расхода и фильтрация газа. Максимальная производительность БППГ составляет 40 000 м³/ч, расчетная производительность – 36 000 м³/ч, что соответствует номинальному расходу топлива на 3 ГТУ.

Установка оборудована высокоэффективной сепарационной системой с коалесцирующими фильтрами-скрубберами. Степень очистки газа – 99,98 % для загрязнений размером свыше 10 мкм. Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих картриджей.

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит автоматически. Из-за климатических условий дренажный резервуар объемом 1,5 м³ имеет наземное исполнение. Узел дренажа оснащен электрообогревом, устройством контроля уровня жидкости и оборудованием для удаления конденсата в передвижную емкость.

Для измерения объема газа, поступающего в энергоблоки ГТУ-ТЭЦ «Восточная», БППГ укомплектован двухлинейным блоком коммерческого учета газа с относительной погрешностью не более 1,5 %. Данные от него передаются по коммуникационным каналам на верхний уровень АСУ ТП. Блок учета позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расход и эффективность использования топлива.

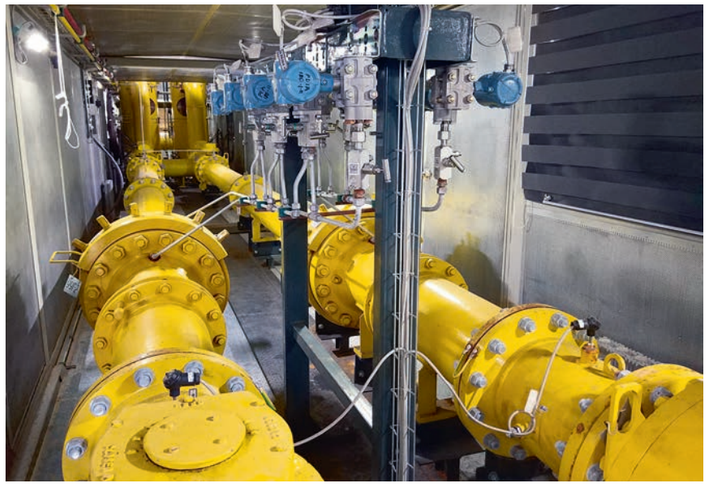
Блочный пункт размещается в отдельном всепогодном модуле с интеграцией элементов на единой раме; действует в автоматическом режиме; оснащен системами рабочего и аварийного освещения, обогрева и вентиляции помещения, а также системами безопасности.

После предварительной подготовки поток топливного газа направляется в ДКС.

Дожимная компрессорная станция

ДКС от компании ЭНЕРГАЗ состоит из трех модульных компрессорных установок (две КУ в работе, одна в горячем резерве) и служит для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ. КУ выполнены на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

В двухступенчатых КУ применяется технология сжатия газа в два этапа, без промежуточного охлаждения. Это позволяет



Технологический отсек БППГ

Дожимная компрессорная станция

компрессорной станции стабильно работать во всем диапазоне изменения давления на всасывании, вне зависимости от питающей линии. Двухступенчатое компримирование обеспечивает также высокую степень сжатия: минимальное давление газа на входе – 0,57 МПа, максимальное давление нагнетания – 4,81 МПа (ограничено уставками ГТУ).

Максимальная производительность каждой КУ составляет 18 000 м³/ч. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки связанной ГТУ и контролируется в диапазоне от 0 до 100 %. Для этого используется специальная двухуровневая система регулирования.

Первый уровень – управление золотниковым клапаном компрессора – обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30%...100 %, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй уровень), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженных турбин.

Технологической схемой ДКС предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры газа, необходимой для нормальной работы турбин. Оптимальная температура подачи топлива установлена производителем газотурбинных установок и составляет +60 °С.

Проектные требования по чистоте топливного газа обеспечивает система фильтрации КУ: входной стрейнер, газо-масляный сепаратор 1-й ступени очистки и коалесцирующий (страховочный) фильтр 2-й ступени. Содержание аэрозолей масла в газе на выходе – не более 1 ppmw (мг/кг), жидкие примеси отсутствуют.

Установки размещаются в собственных укрытиях контейнерного типа, оснащенных системами жизнеобеспечения. Согласно требованиям безопасности каждая КУ оборудована системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Парк газовых ресиверов

Система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» включает также смонтированный на выходе ДКС парк газовых ресиверов для сглаживания пульсаций давления в газораспределительной сети.

При останове одной из компрессорных установок объем подготовленного газа (25 кубометров) гарантирует устойчивую работу (без снижения мощности) турбин ГТУ-ТЭЦ на время, необходимое для полноценного включения в эксплуатацию резервной КУ.

Автоматизация процесса газоподготовки

Пункт подготовки газа и дожимные компрессорные установки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Локальные системы управления (САУ) БППГ и КУ выполнены на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения и коммутационного оборудования. Они расположены внутри блок-модулей – в специальных отсеках, отделенных от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой.

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность управления.

Компрессорная установка №1 в составе ДКС топливного газа

Газовый ресивер на площадке газового хозяйства

С учетом реализуемых в 2020 году проектов ЭНЕРГАЗ достиг отметки в 300 поставленных модульных установок для подготовки и компримирования газа. Диапазон их единичной производительности – от 270 до 185000 кубометров в час. Суммарная производительность этого оборудования превысила 4 млн м³/ч.

Пункты подготовки газа и дожимные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» эксплуатируются на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, объектах сбора и транспортировки газа, энергоцентрах собственных нужд месторождений, предприятиях нефте- и газопереработки, а также на объектах специального назначения – испытательных стендах газовых турбин и технических учебных центрах.

Рабочей средой являются различные типы газа: природный, попутный, низконапорный нефтяной, отходящий, отпарной, газ из сеноманской воды, воздух, газ деэтанизации конденсата.

В нефтегазовой отрасли наши установки действуют в составе 62 объектов на 47 месторождениях. Среди них: электростанции, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции,

Подготовка газа доверена профессионалам

Деятельность Группы ЭНЕРГАЗ развернута от Калининграда до Сахалина. Наши технологические установки функционируют на Дальнем Востоке, в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь, Казахстан и Узбекистан.

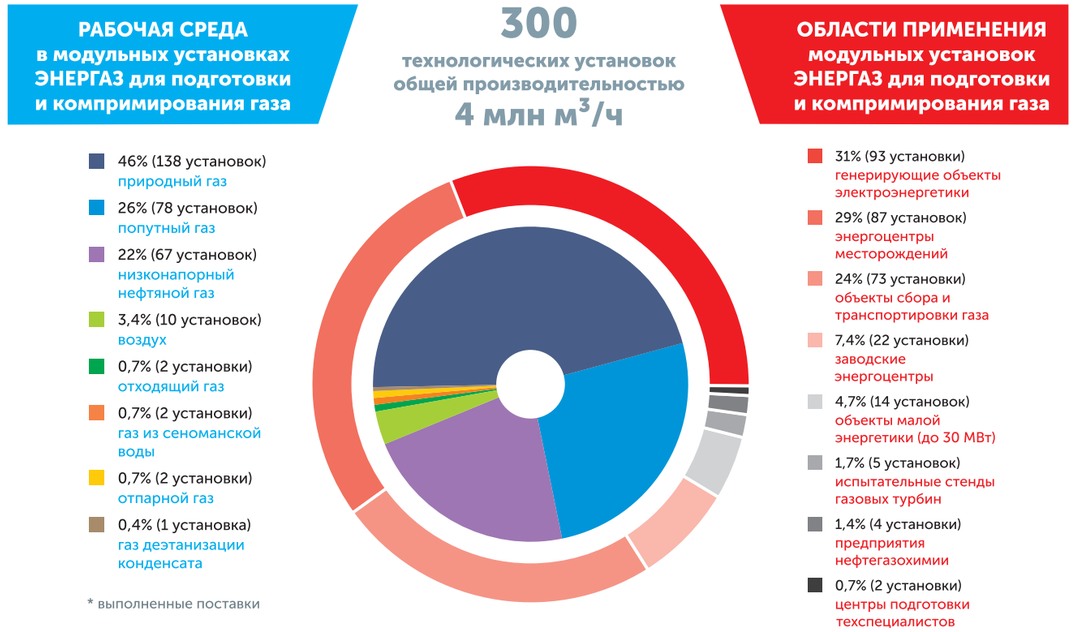
Плановое техобслуживание оборудования газоподготовки на ГТУ-ТЭЦ «Восточная»

В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса не менее 30 минут.

Локальные САУ интегрированы с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивают дистанционное управление установками, автоматические защиты и сигнализацию, контролируют технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывают параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводят информацию на панель оператора. Управление с центрального щита ГТУ-ТЭЦ осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Комплексный ввод системы газоподготовки и топливоснабжения в действие (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», которая входит в структуру Группы ЭНЕРГАЗ. В ходе эксплуатации сервисные инженеры проводят плановое техобслуживание этого оборудования – через каждые 4 000 часов наработки

Рабочая среда (тип газа) и области применения модульных технологических установок «ЭНЕРГАЗ»

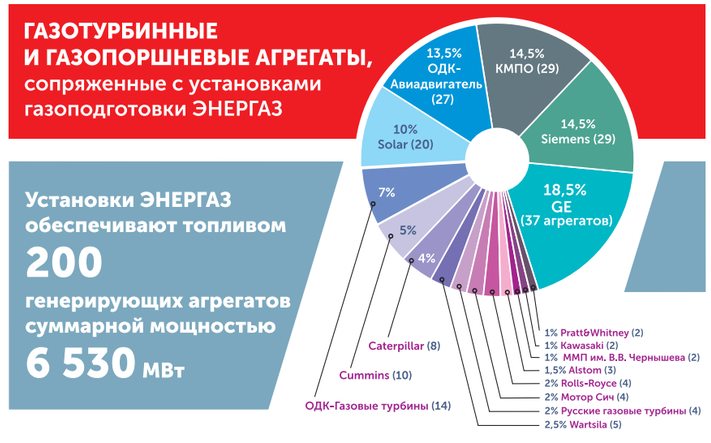


установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанизации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике на 76 генерирующих объектах оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливом газотурбинные и газопоршневые агрегаты ведущих отечественных и мировых производителей. Число таких энергоагрегатов достигло 200. Диапазон их единичной мощности составляет от 1,2 до 187 МВт, суммарная электрическая мощность превысила 6,5 гигаватт.

В эту статистику не входят агрегаты, проходящие заводское тестирование на испытательных стендах ПАО «Протон – Пермские моторы», АО «ОДК – Газовые турбины», ЗАО «Невский завод» и ПАО «ОДК-УМПО», которые также получают топливный газ от наших установок.

Энергоагрегаты, сопряженные с установками газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»



Заключение

Опыт эксплуатации системы топливоснабжения турбин ГТУ-ТЭЦ «Восточная» анализируется в Группе компаний ЭНЕРГАЗ как универсальный и учитывается при индивидуальном проектировании и изготовлении оборудования газоподготовки, предназначенного для новых энергообъектов различной мощности, создаваемых на базе парогазовых, газотурбинных и газопоршневых энергоблоков.

KEYWORDS: *gas treatment, generating equipment, gas turbine, power plant, automation.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

РАЗВИТИЕ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

УДК 378

ДЕФИЦИТ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРОВ, ХАРАКТЕРНЫЙ ДЛЯ РОССИИ В ЦЕЛОМ, В ПРОГНОЗНЫЙ ПЕРИОД БУДЕТ УСИЛИВАТЬСЯ. ЭТО ОЗНАЧАЕТ, ЧТО ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ АРКТИКИ НЕОБХОДИМО ПОДГОТОВИТЬ УЧИТЕЛЕЙ, ВРАЧЕЙ, РАБОТНИКОВ КУЛЬТУРЫ, СОЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ, ГОСУДАРСТВЕННЫХ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ СЛУЖАЩИХ, В ТОМ ЧИСЛЕ ИЗ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ КОРЕННЫХ МАЛОЧИСЛЕННЫХ НАРОДОВ СЕВЕРА ПРИ СОХРАНЕНИИ ПРОЧНЫХ СВЯЗЕЙ С УНИВЕРСИТЕТСКИМИ ЦЕНТРАМИ РОССИИ

THE SHORTAGE OF TRAINED PERSONNEL, TYPICAL FOR RUSSIA AS A WHOLE, WILL INCREASE IN THE FORECAST PERIOD. THIS MEANS THAT FOR THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC, IT IS NECESSARY TO TRAIN TEACHERS, DOCTORS, CULTURAL WORKERS, SOCIAL PROTECTION WORKERS, STATE AND MUNICIPAL EMPLOYEES, INCLUDING REPRESENTATIVES OF THE INDIGENOUS MINORITIES OF THE NORTH, WHILE MAINTAINING STABLE BONDS WITH THE UNIVERSITY CENTERS OF RUSSIA

Ключевые слова: *подготовка кадров, малочисленные народы севера, арктический регион, устойчивое развитие, высшие учебные заведения.*

Митько Арсений Валерьевич

вице-президент Арктической общественной академии наук, член-корреспондент РАЕН, доцент Норильского Государственного индустриального института, к.т.н.

На территории Арктической зоны расположены 14 монопрофильных городов. Согласно последним данным, социально-экономическое положение в них значительно ухудшилось. Наиболее сложная ситуация сложилась в городах Кировск, Онега, Ковдор и поселке Ревда, где социальная, жилищно-коммунальная и транспортная инфраструктура находится в плачевном состоянии. В данной сфере необходимы не только специалисты по развитию городских территорий с «арктическим» уклоном, но и специалисты, способные обеспечить высокий социальный уровень: учителя, специалисты ЖКХ, врачи и другие.

Перед сферой здравоохранения стоят особые задачи: из-за более высокого уровня заболеваемости в регионе, сложных условий жизни, сурового климата, сложной транспортной доступности необходимо построение новой модели здравоохранения в Арктике. В частности, одними из ключевых вопросов являются развитие дистанционной медицины, развитие санитарной авиации, внедрение новых подходов и медицинских технологий. Для будущих медицинских работников это может стать особо интересным с точки зрения участия в «нестандартных арктических» проектах.

Инновационные технологии являются драйвером социально-экономического развития полярного макрорегиона. Необходимы специалисты, которые будут создавать и внедрять инновационные технологии российских разработчиков для нужд Арктики, в том числе и в нефтегазовых проектах. Например, сразу несколько вузов готовят специалистов по программе бакалавриата «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов». Ряд вузов также предлагает интересную программу бакалавриата «Управление инновациями в промышленности». Внедрение и активное использование роботизированной техники необходимо из-за суровых природо-климатических условий. Ученые уже сейчас работают над образцами автоматизированных комплексов, которые можно будет применять для подводных работ на Арктическом шельфе, мониторинга экологической обстановки, разведки полезных ископаемых. То же касается и развития беспилотных технологий – они необходимы для ученых, военных, представителей добывающих компаний.

Из-за активного развития промышленности исконная среда обитания коренных малочисленных народов в Арктике подвергается негативному воздействию, а это, в свою очередь, приводит к обострению социальных проблем и кризису в традиционных отраслях. В связи с этим необходима особая государственная политика в отношении их устойчивого развития и сохранения самобытной культуры, промыслов, языка, ремесел. Из востребованных специалистов можно назвать преподавателей, переводчиков языков народов севера, филологов-исследователь, зооинженеров, зоотехников, оленеводов. Среди интересных программ можно выделить программу бакалавриата «Традиционные отрасли Севера». В процессе обучения студенты получают компетенции в области зоотехнии в северном

животноводстве, племенной работы, механизации и автоматизации в животноводстве, навыки и знания в области зоогигиены, основ ветеринарии, рыбного промысла Севера.

Система образования Арктических территорий будет работать на инновационное развитие, эффективную модернизацию экономики и социальной сферы Арктической зоны. Приоритетные направления ее развития – повышение инновационности применяемых образовательных технологий (создание медиатек, внедрение в образовательный процесс мультимедийных компьютеров, компьютерных энциклопедий, электронных книг, справочников и др.), информатизация образовательного процесса (в т.ч. обеспечение доступа всех образовательных учреждений к глобальным информационным ресурсам, развитие дистанционного образования и другие меры), повышение квалификации педагогических и управленческих кадров, содействие переподготовке взрослых, интеграция учреждений профессионального образования, науки и бизнеса для максимального соответствия системы образования потребностям рынка труда в квалифицированных кадрах, формирование эффективных экономических отношений в образовании. Катализатором этих процессов во всей образовательной системе должно выступить высшее образование (в том числе создание федеральных государственных автономных образовательных учреждений высшего профессионального образования «Северный (Арктический) федеральный университет» и «Северо-Восточный Федеральный университет имени М.К. Аммосова»), новые университетские научно-образовательные комплексы современных технологий – поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; нефтехимии, углехимии; новых строительных материалов и технологий; по новые специальности, адекватные меняющейся специализации арктической экономики – по морской геологии и геофизике, по нефтегазовому бизнесу, морской биотехнологии, по биофармацевтике, по информационным технологиям, туризму, землеустройству и др. Будет увеличена подготовка квалифицированных кадров по техническим специальностям. Широкое распространение модульных программ профессиональной подготовки облегчит возможность выстраивания студентами индивидуальных образовательных траекторий. Улучшится доступность качественного высшего и среднего профессионального образования для коренных малочисленных народов Севера.

Местные университеты будут способствовать активному накоплению нового знания о природных ресурсах и особенностях природных процессов Арктической зоны. Произойдет их интенсивное вовлечение в процесс формирования инновационной инфраструктуры Арктики. Будет возрождена подготовка специалистов-североведов, обладающих междисциплинарными компетенциями, научным и

> Система образования Арктических территорий будет работать на инновационное развитие, эффективную модернизацию экономики и социальной сферы Арктической зоны

подготовке сертифицированных специалистов информационных технологий и сетевого администрирования; биотехнологий; биохимико-биофизических диагностических, профилактических и лечебных медицинских технологий и других компетенций.

Профессиональное образование в Арктике приобретет черты гибкой, открытой, развивающейся системы, способной оказать значительное содействие социально-экономическому развитию региона. В университетах Арктики будет создана система производства, продвижения и коммерциализации научных знаний.

Произойдет стыковка университетских программ с потребностями Арктических мегапроектов. Получат развитие традиционным экологическим знанием коренных народов, а также оказана государственная поддержка программам подготовки молодых полярных исследователей России.

Решать задачи переобучения местных кадров, подготовки школьников и молодежи к требованиям работодателей в возрастающей степени будут не только центральные и арктические университеты (большинство сельских безработных, как свидетельствуют опросы, не готовы уезжать из своих сел и районов для повышения квалификации), но и местные колледжи, усиленные сетью партнеров из числа вузов и колледжей.

В Арктических регионах, не имеющих учреждений высшего профессионального образования,

на основе софинансирования со стороны федерального и регионального бюджетов должны быть созданы необходимые и достаточные условия для функционирования на базе ведущих колледжей Арктических субъектов Российской Федерации (ресурсных центров), как филиалов учреждений высшего профессионального образования, так и структур прикладного бакалавриата. Учреждения начального и среднего профессионального образования приобретут формат сетевой структуры, которая помимо классического обучения, осуществляет десятки видов экономической деятельности и присутствует во многих поселениях своего района, отвечает не только за профессиональное образование, но обучение и переобучение жителей района как в молодом, так и зрелом возрасте. Такой формат и функции колледжей полностью соответствуют зарубежной практике, например, Арктического колледжа в Нунавуте и Аврора-колледжа в Канаде.

Новые направления подготовки специалистов в таких колледжах будут включать профессию техника-геолога, горного инженера, обогатителя – для освоения природных объектов Полярного Урала; специалистов по муниципальному управлению; по ремонту маломоторных транспортных средств, моторных лодок и буранов, промыслового снаряжения.

Для сельских районов Арктики потребуются комплексные специалисты, которые объединяют в себе гуманитарные, ресурсные, инженерные компетенции (от акушерки до юриста), без детальной специализации. В колледжах Арктики будет организована подготовка таких универсальных специалистов (агротехников), которые будут сочетать в себе перечень навыков и умений для малой сельской экономики. По вышеуказанным специальностям должны быть разработаны федеральные государственные образовательные стандарты начального, среднего профессионального образования и высшего профессионального образования, в том числе и по программам прикладного бакалавриата.

У каждого местного сельского сообщества есть своя уникальная потребность в обучении, и она будет корректно определена, чтобы максимально отзывчиво настроить на нее программы обучения и переподготовки кадров местных колледжей. Это позволит привести местную систему образования в большее соответствие с быстрыми демографическими и технико-экономическими изменениями. Роль местного сообщества в предоставлении услуг образования и управлении всем образовательным процессом, образовательными программами значительно возрастет.

Формы и способы доставки образовательных и других социальных услуг в села будут значительно более разнообразные, чем сегодня; и будут в большей степени опираться на культурные обычаи и традиции местных сообществ. Именно за счет максимальной адаптации форм доставки и конкретных видов социальных услуг к размеру и специфическим чертам местного сообщества (совокупное состояние здоровья, уровень образованности и компетентности); и значительно более активного, чем сегодня, влияния местного сообщества на программы обучения и образования, медицинского и культурного обслуживания, будет обеспечена доступность социальных услуг для населения малых и средних сел Арктики. Чем меньше сообщество, тем в большей степени должно проводиться интеграция различных объектов социальной сферы (по типу «школа – детский сад – сельский дом культуры – библиотека – врачебная амбулатория»).

Отдельный приоритет – развитие малых школ Арктики. Проект «Сельский учитель» предусмотрит подготовку и переподготовку педагогов по смежным специальностям для работы в малокомплектных сельских школах.

Будут предприняты меры для закрепления выпускников вузов в сельской местности, по новым методам и формам повышения квалификации учителей в сельской местности. Для усвоения лучших стандартов необходимо наладить обзор передовой практики в начальном и среднем образовании Арктики. В целях практического решения этой задачи предполагается внесение необходимых изменений в типовое положение об общеобразовательном учреждении. Также будут законодательно адаптированы существующие санитарные, пожарные, технические, энергетические регламенты, нормы и правила к существующим реальностям арктической зоны. Наряду с новыми формами обучения на основе информационно-коммуникационных технологий должны быть сохранены северные специфичные формы доставки образовательных услуг в малые удаленные села: пришкольные интернаты для детей, родители которых занимаются традиционными промыслами, малокомплектные, кочевые, стойбищные школы.

Кочевые детские сады и школы появятся как минимум в пяти регионах России – это Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, Республики Коми и Саха, Архангельская область. На Арктическом форуме, которые проходил в Архангельске, власти договорились в корне поменять принцип обучения детей коренных народов, чтобы, учителя переезжали в чумы вместе с оленеводами по бескрайней тундре.

Проект «Дети Арктики» – первый в сфере образования для детей коренных народов Арктической зоны. Помимо пяти Российских регионов, в нем участвуют Норвегия и Финляндия. Решено, что Ямал станет пилотным и будет делиться с коллегами опытом организации кочевого образования.

Проект «Кочевая школа» в ЯНАО работает уже более 5 лет, в настоящий момент в регионе образование в тундре представляют 22 образовательных организации: 17 «чумовых» детских садов и 5 школ. В них обучаются свыше 200 детей. Раньше же детям оленеводов и рыбаков коренных малочисленных народов Севера (КМНС) приходилось в семилетнем возрасте покидать родителей, на девять месяцев в году их забирали в школы-интернаты.

Детей оленеводов обучают по основным предметам – русский, математика, чтение, изобразительное искусство, технология. Последний – это самый необычный, но важный для жителей тундры предмет: малыши на нем осваивают выделку шкур, пошив изделий из меха, основы рыбалки и охоты.

Впервые на международном уровне о кочевом образовании заговорили в мае 2016 года, Тогда презентация школ с национальным колоритом прошла в ООН.

На первом этапе в пяти регионах будет создана сеть национальных детсадов, и только с 2019 начали появляться «чумовые» начальные классы. Финансирование проекта осуществляется из региональных программ по образованию, но в будущем планируется разработка федеральной программы «Дети Арктики» для дополнительного образования.

Промежуточные итоги реализации проекта «Кочевая школа» на Ямале показывают, что такая форма подготовки существенно облегчает адаптацию детей при поступлении в школу и способствует большей успешности учеников. Дети получают дошкольное образование, не теряя при этом навыков общения на родном языке, сохраняя культурно-исторические традиции и обычаи коренного народа. По данным департамента образования и молодежной политики ХМАО-Югры, с 2013 года в дошкольных образовательных организациях Березовского и Белоярского районов реализуется пилотный проект «Языковое гнездо» с целью раннего изучения родного языка для коренных народов – ханты и манси, но это программа дополнительного образования.

В Югре более 3 тыс. детей КМНС посещают разные детские сады, специализированных нет. Услугами дошкольного образования охвачены 75% детей из числа КМНС от общей численности, за три года число детей КМНС, посещающих детские сады, возросло на 18%. В Архангельской области нет национальных школ и детских садов, но есть представители коренных малочисленных народов.

Своим опытом создания необычных национальных детсадов готова поделиться Республика Алтай. В Кош-Агачском районе разработан проект «Кочевник» для детей дошкольного возраста, детей чабанов (пастухи овец), которые находятся в трудонодоступных территориях. По словам руководителя частного детсада, «Кочевник» стартовал в 2017 году, дети занимаются по Российской программе «От рождения до школы». Ребятам будут привозить конструкторы, карандаши, краски и альбомы, рабочие тетради – то есть те творческие материалы для развития, которые нужны в таком возрасте. После отъезда педагогов все материалы будут оставаться на стоянке, чтоб дети могли учиться и дальше.

Кочевые учителя – это профессионалы, которые не только знают родной язык, национальные обычаи и традиции, но и владеют навыками вождения снегоходов, пользования системами спутниковой связи, знают особенности выживания в экстремальных условиях. Обучение в ЯНАО ведут 32 педагога. К их подготовке подходят ответственно – в Ямальском многопрофильном колледже проводится обучение по специальности «Преподавание в начальных классах» с дополнительной специализацией «Кочевой учитель». Как правило, на тундровую специальность идут представительницы местного населения – дети оленеводов.

С 2017 года кочевых учителей для работы с детьми оленеводов начали готовить в г. Санкт-Петербурге на базе Российского государственного педагогического университета имени А. И. Герцена (Институт народов Севера). Проводится отбор целевой группы во время вступительных испытаний. Планируется, что штат кочевых учителей в России увеличится в 7 раз. Заинтересованность в создании кафедр в университетах выразили вузы Якутии и Архангельска.

Будет обеспечена широкая диверсификация источников финансирования образования, привлечение средств спонсоров и меценатов, увеличена доля людей, получающих дополнительное (послевузовское) образование, участвующих в программах переподготовки и повышение квалификации, возрожден институт студенческих педагогических отрядов для закрепления молодежи в школах Арктики. Особый приоритет получит работа с одаренными детьми и талантливой молодежью. Все образовательные учреждения Арктики приобретут возможность получать и принимать информацию по высокоскоростным каналам.

> Впервые на международном уровне о кочевом образовании заговорили в мае 2016 года, после того, как в ООН прошла презентация школ с национальным колоритом

На севере полуострова Ямал семейное оленеводство сохраняет первостепенное значение в системе природопользования, а также является фактором, стабилизирующим этническую идентичность и культуру, влияющим на сохранение объектов материального и нематериального

культурного наследия. Семьи кочевых оленеводов ведут полунатуральное хозяйство, получая денежные доходы от продажи оленины, пантов и рыбы. В условиях относительно замкнутого уклада тундровой жизни сохраняются традиционные верования и обычаи, связанные с бытовой стороной жизни – внутрисемейное разделение труда. В настоящее время в муниципальном образовании Ямальского района действует около 18 общин коренных малочисленных народов Севера. Наиболее крупные из них: «Харп», «Илебц», «Панаевская», «Я Ерв». Каждое семейное хозяйство оленеводов имеет свой постоянный район касланий.

Прямое воздействие проекта «Ямал СПГ» на оленеводческие хозяйства выражается в непосредственном отводе части пастбищ под нужды проекта с последующим прекращением доступа оленеводов на их территорию, а также в возникновении различных неблагоприятных факторов, влияющих на кормовые растения и на самих оленей: пыление песка от разрабатываемых карьеров вызывает заболевания оленей и снижает их убойный вес; промышленный мусор в тундре ведет к травмированию оленей и их заболеванию некробактериозом; повышенный уровень шума нарушает нормальный суточный режим кормления и отдыха оленей, ведет к снижению убойного веса и прочее. Наиболее сильное воздействие от реализации проекта «Ямал СПГ» испытали на себе оленеводы общины «Илебц», которые пасли стада в непосредственной близости от промышленной площадки, в радиусе 10 километров.

> Прямое воздействие проекта «Ямал СПГ» на оленеводческие хозяйства выражается в отводе части пастбищ под нужды проекта. В результате была образована новая фактория общины «Илебц» в 60 км от прежнего места

Чтобы разрешить возникшие проблемы для обеих сторон, в Сабетте было проведено совещание с участием представителей ОАО «Ямал СПГ» и общины «Илебц». В результате было найдено решение проблемы – организована новая фактория общины «Илебц» в 60 километрах западнее прежнего места расположения. Отвод земли под промышленные нужды и развитие инфраструктуры нарушает традиционные пути перегона оленей и вынуждает часть оленеводов менять свои пастбища, переходя на новые территории и оттесняя других тундровиков, что приводит к конфликтам не только с компаниями, но и между общинами. Компания «Ямал СПГ» регулярно информирует население о своей текущей деятельности и предстоящих работах.

Публичные слушания стали для коренных жителей одним из инструментов выражения интересов, в том числе при отстаивании своих прав на защиту исконной среды обитания и хозяйственной деятельности. Участие оленеводов и рыбаков в обсуждении будущих проектных работ промышленных предприятий в местах кочевий помогает выстраивать конструктивный диалог по урегулированию социальных и экономических интересов сторон. Именно на выездном заседании, на встрече бизнесменов с оленеводами, было решено создать оленьи переходы на лицензионном участке Южно-Тамбейского месторождения. Компания «Ямал СПГ» с представителями общин, оленеводческих хозяйств и администрации района провела вертолетный облет лицензионного участка «Ямал СПГ» и определила шесть мест для оленьих переходов. Также была оказана помощь в создании зимней дороги для личного транспорта оленеводов.

За время консультаций были учтены интересы 160 кочевых домохозяйств, в том числе 95% семей, ведущих активное природопользование в зоне прямого воздействия проекта «Ямал СПГ» (53 из 56 семей), а также 107 кочевых семей северного Ямала.Руководство компании «Ямал СПГ» вместе с администрациями Ямало-Ненецкого автономного округа и Ямальского района постоянно ищут новые пути выстраивания партнерских отношений с коренными народами, проживающими в зоне реализации проекта. ●

Keywords: *training, small peoples of the North, Arctic region, sustainable development, higher education institutions.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

«Газпром» обещает «Северный поток» через год

Замглавы «Газпрома» А. Круглов заявил в октябре 2010 г., что «Северный поток» будет запущен не позднее 2011 г. Строящийся газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» является основной составляющей «Восточной программы» «Газпрома», на выполнение которой направят наибольший объем инвестиций «Газпрома». В числе важных проектов Круглов выделил развитие месторождений Ямала и подготовку ТЭО проекта «Южный поток».

• Комментарий Neftegaz.RU

Прогнозы А. Круглова сбылись, первая нитка газопровода Северный поток была торжественно открыта 8 ноября 2011 г. в немецком городе Любмин. Сегодня, спустя 10 лет «Газпром» продолжает бороться за Северный поток-2. В 2020 г. «Газпром» активно наращивает добычные возможности Бованенковского месторождения на п-ве Ямал, до конца года будут подключены 52 газовые скважины. На Харасавэйском месторождении продолжается бурение добычных скважин. МГП Сахалин – Хабаровск – Владивосток расширяется, на участке от г. Комсомольск-на-Амуре до г. Хабаровск сварено 206 км – это больше половины линейной части газопровода.

«Роснефть» и «Газпром» ставят флажки на карте российского шельфа

В борьбе за шельфовые месторождения интересы компаний «Роснефть» и «Газпром» в октябре 2010 г. пересекались только в четырех из 42 участков, на которые претендуют компании. Это три участка в Охотском море и один – на шельфе Азовского моря. «Роснефть» и «Газпром» до 2020 года получат 43 лицензии на разработки шельфовых участков.

• Комментарий Neftegaz.RU

В августе 2020 г. в федеральные органы исполнительной власти был направлен законопроект о доступе частных компаний к шельфовым месторождениям.

Было принято решение определить долю России на уровне 50% минус 1 акция.

С 2012 г., когда право на доступ к шельфу получили только госкомпании, правительство выдало 69 лицензий на разведку и добычу нефти и газа, обязав компании пробурить 86 скважин за 20 лет. Однако, с возложенными обязательствами госкомпании не справились. Либерализация доступа заставит «Роснефть» и «Газпром» потесниться и, возможно, поспособствует более активному нефтегазовому освоению арктического шельфа.

Россия делает ставку на экспорт нефти?

Министерство энергетики РФ в октябре 2010 г. предложило понизить экспортную пошлину на нефть, уменьшив ее максимальную ставку с 65 до 55%, в результате чего увеличится прибыль от экспорта сырой нефти и ее стоимость на внутреннем рынке. Правда, это идет вразрез с предыдущими мнениями о том, что России нужно стимулировать нефтепереработку.

• Комментарий Neftegaz.RU

15 октября 2020 г. В. Путин подписал закон об отмене льгот по экспортной пошлине на нефть с особыми характеристиками. Закон вступит в силу с 1 января 2021 г.

При этом в целях сохранения рентабельности разработки соответствующих нефтяных месторождений предусматривается возможность для недропользователей стать налогоплательщиками НДД от добычи УВ. Дополнительные доходы федерального бюджета от принятия закона в 2021 г. составят 37,4 млрд руб. ●

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

для эксплуатации месторождений

Уляшева Вера Михайловна
кафедра теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, профессор

Пономарев Николай Степанович
кафедра теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, доцент

Суханова Инна Ивановна
кафедра теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, доцент

Мартьянова Анна Юрьевна
кафедра теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, доцент

Дуркин Василий Вячеславович
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет, доцент

ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННОГО В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ. ВЫЯВЛЕНЫ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. РАССМОТРЕНЫ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА И ГАЗОПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК

AN ANALYSIS OF THE ENERGY CONSUMPTION OF AN ENTERPRISE FOR THE DEVELOPMENT OF AN OIL FIELD LOCATED IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA IS PRESENTED. POTENTIAL ENERGY SOURCES ARE IDENTIFIED. ENERGY-SAVING TECHNICAL AND ORGANIZATIONAL MEASURES ARE CONSIDERED. THE POSSIBILITIES OF INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS ENERGY RESOURCES, ELECTRICITY GENERATION USING A GAS TURBINE DRIVE AND GAS PISTON UNITS ARE ANALYZED

Ключевые слова: *нефтяное месторождение, арктическая зона, энергосбережение, энергоэффективность.*

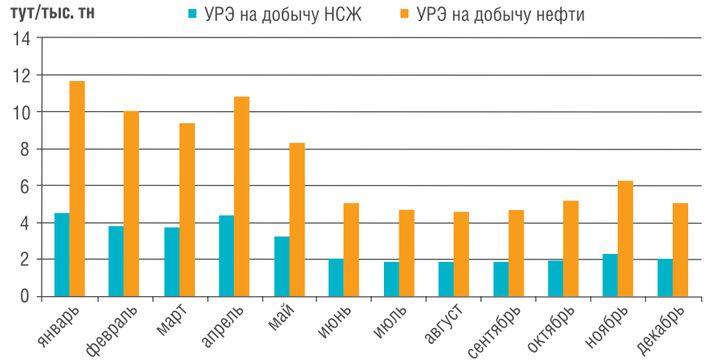
УДК 622.276

Нефть, как известно, является одним из важнейших полезных ископаемых, обеспечивающих благополучие многих стран, в том числе и России. Ежегодно в нашей стране добывается более 500 млн. тонн нефти [1]. Однако, значительное количество нефтяных месторождений расположено в арктической зоне, граница которой проходит по Северному полярному кругу севернее 66°33’ с.ш. Разработка таких месторождений осложняется особенностями климатических условий, трудностями доставки грузов и транспортировки нефти, а также удаленностью от мощных энергетических систем.

Выбору технологии добычи нефти посвящено значительное количество работ, в том числе [2].

В зависимости от особенностей месторождения и конкретной скважины (характеристик пласта; свойств нефти; наличия в нефти механических примесей, воды, попутного газа) выбирается метод добычи нефти. В настоящее время в основном используется насосный метод. Для подготовки нефти к транспортировке предусматриваются дожимные насосные станции, установки для сепарации. Все оборудование фонда скважин, комплекса подготовки товарной нефти и внешнего транспорта нефти является мощным потребителем электрической и тепловой энергии. Анализ энергопотребления одного из месторождений на территории

РИС. 1. Динамика изменения удельных расходов помесячно за год



Ненецкого автономного округа (НАО) Архангельской области показывает, что для обеспечения технологических (добыча нефти, система поддержания пластового давления ППД, электрообогрев технологических трубопроводов, оборудование нефтеперекачивающей станции) и бытовых потребителей используется до 95 % электрической энергии [3]. Выработка электроэнергии обеспечивается за счет дизельных электростанций (ДЭС). Значительное количество дизельного топлива затрачивается и на выработку тепловой энергии, учитывая низкую температуру для расчета отопления (-39 °С) и соответственно продолжительность отопительного периода 289 суток [4]. На рисунке 1 приведены данные удельных расходов энергии (УРЭ) на добычу нефтесодержащей жидкости (НСЖ) и нефти в тоннах условного топлива (тут) на тыс. тонн нефти (тн) за год. Из данных видно, что повышенный удельный расход энергии в зимний период связан в первую очередь с затратами на выработку тепловой энергии.

Сложности доставки дизельного топлива, государственная политика в сфере повышения энергоэффективности производственных процессов, необходимость решения экологических проблем на нефтяных месторождениях обусловливают поиск альтернативных методов получения тепловой и электрической энергии.

Одним из наиболее целесообразных решений снижения расхода дизельного топлива является использование попутного нефтяного газа (ПНГ), неизбежно сопровождающего процесс добычи нефти. Как показывает анализ, выполненный в работах [5, 6], использование ПНГ существенно снижает выброс парниковых газов в атмосферу. При этом, как отмечено в [7], в России объем поступления парниковых газов вследствие факельного сжигания ПНГ составляет порядка 35 млрд м^3/год, что больше, чем в сумме на месторождениях Нигерии, Ирака и Ирана. Этому есть объективные причины, связанные с объемами добычи нефти, с удаленностью отечественных месторождений от населенных пунктов – потенциальных потребителей энергии. Ограничения использования ПНГ связаны с нестабильностью его химического состава. В отличие от традиционного природного ПНГ содержит помимо метана и этана тяжелые углеводороды (пропан, бутан, пентан, гексан и т.д.), углерода диоксид, азот. При этом содержание газообразных компонентов колеблется в достаточно широких пределах (метан от 65 до 93%, этан до 15%). Кроме того в состав ПНГ могут входить также сероводород, меркаптаны, гелий, аргон, что требует соответствующих систем очистки, среди которых перспективными считаются мембранные технологии. Количество ПНГ варьируется от 1 до нескольких тыс. м3 в 1 т добываемой нефти, но сокращается по мере эксплуатации месторождения. Существенные проблемы при подготовке ПНГ возникают также вследствие его высокого влагосодержания.

В России ПНГ используется преимущественно для подогрева нефти в специальных технологических печах на этапах получения товарного продукта и в процессе подготовки к транспортировке. Однако в таких печах не предусмотрена система утилизации теплоты отходящих газов, температура которых по данным обследований [3] достигает 583°С. Использование газоводяных теплообменников, широко применяемых на компрессорных станциях, позволило бы обеспечить тепловой энергией вахтовый поселок и производственные объекты, таким образом снизить затраты дизельного топлива. Но в настоящее время для теплоснабжения используется собственная водогрейная котельная на дизельном топливе, а на удаленных объектах – электрические нагревательные приборы. На рисунке 2 представлены данные по фактическому расходу дизельного

РИС. 2. Фактический расход дизельного топлива, т, на выработку тепловой энергии и потенциально возможный при использовании СУТ

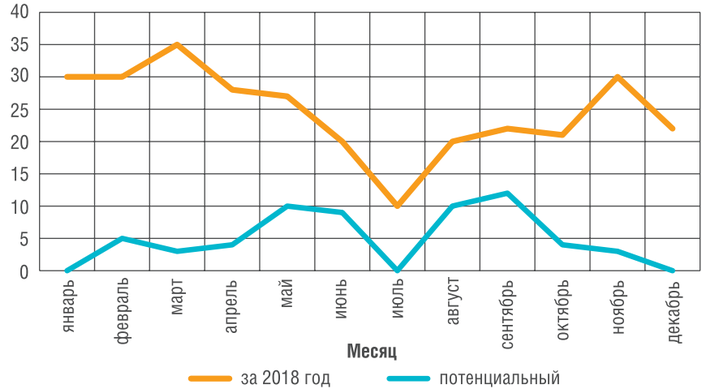
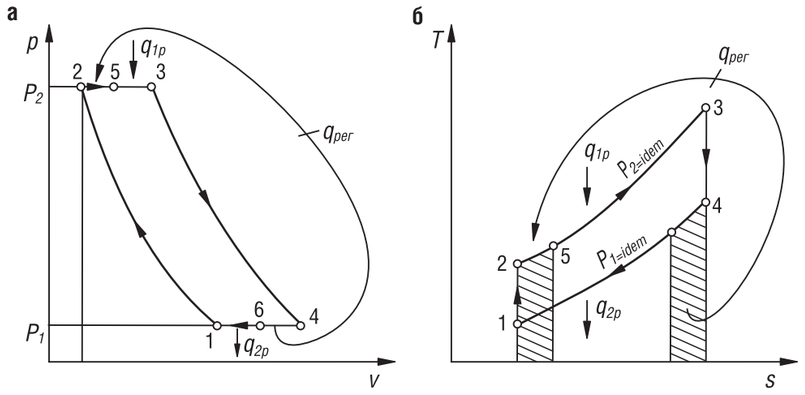


РИС. 3. Термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении



а) термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в p-v диаграмме;
б) термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в t-s диаграмме

1-2 – адиабатное сжатие воздуха в компрессоре;
2-3 – подвод тепловой энергии в КС при постоянном давлении;
3-4 – адиабатное расширение продуктов сгорания в турбине;
4-1 – изобарный отвод тепловой энергии, выхлоп продуктов сгорания в атмосферу

топлива на выработку тепловой энергии и потенциально возможные при использовании системы утилизации теплоты (СУТ).

Котельная также не имеет системы утилизации теплоты, при этом значительные потери теплоты связаны с наземной прокладкой тепловых сетей, плохой изоляцией, с несоответствием теплотехнических характеристик ограждающих конструкций вахтовых поселков современным требованиям энергосбережения [8]. Вследствие этого избыточное потребление тепловой энергии также приводит к перерасходу дизельного топлива. Кроме того для снижения потребления тепловой энергии возможно использование современных автоматизированных тепловых пунктов с погодным регулированием.

Помимо выработки тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения, дизельное топливо используется по следующим направлениям:

- электростанция (выработка электроэнергии);
- автомобильный транспорт.

При использовании газовых электростанций (ГТЭС) в настоящее время отходящие газы от газовой турбины с температурой порядка 500 °С удаляются без утилизации, увеличивая тепловое загрязнение в атмосфере. Кроме того, безрегенеративный цикл имеет достаточно низкий КПД (28–32 %). С целью энергосбережения предлагается использование регенеративного цикла для подогрева циклового воздуха, также широко используемого в газотурбинных агрегатах привода нагнетателей газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

На рисунке 3 представлен термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении.

Соответственно в цикле ГТУ с использованием регенерации благодаря возврату части тепловой энергии обратно в цикл снижается расход топлива, предназначенный для нагрева рабочего тела в камере сгорания. Принципиальная схема ГТУ с регенерацией тепловой энергии представлена на рисунке 4.

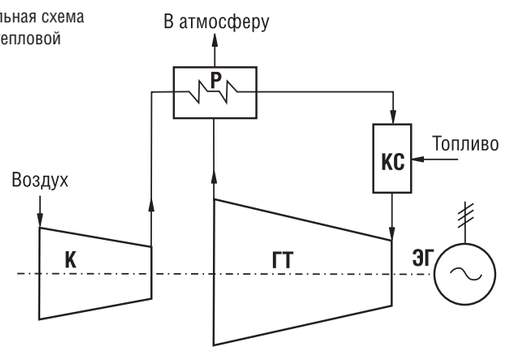
Использование регенеративного цикла по данным анализа [3] обеспечит снижение удельного расхода топливного газа на 0,01 кг/кВт·ч, что соответствует повышению КПД до 37 %.

Другим возможным направлением энергосбережения при выработке энергоресурсов на нефтяном месторождении является использование газопоршневых двигателей, которые более приспособлены для работы на частичных нагрузках и менее подвержены влиянию высокой температуры окружающего воздуха, чем газовые турбины, а также имеют более высокий КПД [9].

Перспективным направлением можно считать и использование парогазового цикла, позволяющего снизить температуру отходящих газов и повысить КПД установки до 60 %.

В системе электроснабжения основных производственных площадок предприятия также имеют место потенциальные возможности для энергосбережения. Технические потери в электрических сетях – это нагрузочные потери (37 %) и потери холостого хода (62 %), обусловленные неравномерностью потребления электроэнергии. Согласно [10] предельное значение коэффициента реактивной мощности (tgφ) для потребителей, присоединенных к сетям напряжением 6 кВ, составляет 0,4. Для анализа уровня компенсации реактивной мощности в сетях исследуемого

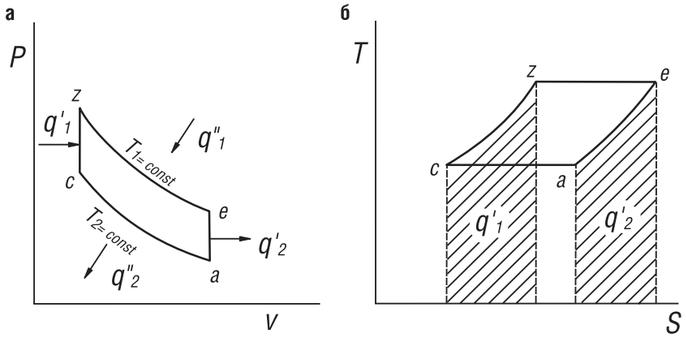
РИС. 4. Принципиальная схема ГТУ с регенерацией тепловой энергии



предприятия были рассчитаны на основе экспериментальных данных значения tgφ по отходящим фидерам. Превышение уровня реактивной мощности на 11 из 63 исследованных фидеров 6 кВ показывает недостаточный уровень компенсации реактивной мощности. Увеличение коэффициента реактивной мощности приводит к росту потерь электроэнергии в электрических сетях и увеличению затрат на электрическую энергию.

Для повышения энергоэффективности функционирования насосов в системах ППД и транспортировки нефти, рекомендуется внедрение частотно-регулируемого привода (ЧРП). Однако необходимо отметить, что при установке ЧРП на высоковольтные электродвигатели (ЭД), преобразователи будут оборудованы силовыми трансформаторами порядка 1000 кВА (для ЭД 630 кВт). При этом требуется учитывать потери холостого хода и короткого замыкания, которые будут составлять не менее 2 % от мощности силовых трансформаторов, а также дополнительно требуется учитывать затраты на собственные нужды блок-модулей ЧРП не менее 0,5 % от мощности, тогда суммарная величина снижения потенциала составит 2,5 % для каждого агрегата.

РИС. 5. Диаграммы идеального цикла Стирлинга



мощности и автоматизации технологического процесса.

На предприятии для электрического обогрева магистральных трубопроводов внедрена современная энергоэффективная автоматизированная индукционно-резистивная система [3], позволяющая поддерживать необходимый температурный режим для транспортирования нефти (40…45 °С) и воды (+10 °С). Однако во избежание нерационального потребления электроэнергии система требует модернизации, которая заключается в установке дополнительных температурных датчиков на каждый параллельный трубопровод до общего коллектора. С точки зрения применения альтернативных источников

> Суммарный потенциал экономии электроэнергии от внедрения системы ЧРП на насосах системы ППД составит 2924,2 тыс. кВт × ч/год

Таким образом, суммарный ориентировочный потенциал экономии электроэнергии от внедрения системы ЧРП на насосах системы ППД составит 2924,2 тыс. кВт·ч/год.

При исследовании режима работы насосов для перекачки товарной нефти от центрального пункта сбора нефти (ЦПС) установлено, что насосы работают с переменной нагрузкой, что обусловлено регулированием производительности посредством дросселирования. В этой системе также наиболее экономичным способом регулирования является ЧРП, способствующему экономии электроэнергии в количестве 6250,2 тыс. кВт·ч/год за счет снижения потребляемой

энергии на рассматриваемых месторождениях могут быть использованы ветрогенераторы для генерации электрической энергии, поскольку объекты располагаются в зоне Большеземельской тундры с равнинным характером рельефа. Средняя скорость ветра составляет 4–8 м/с, что определяет целесообразность применения ветрогенераторов. Расчет для одной производственной площадки показывает, что при установке ветрогенераторов общей мощностью 396 кВт потенциал энергосбережения составит 2102,4 тыс. кВт·ч/год.

Одним из последних направлений в области энергосбережения, в частности в Евросоюзе, является использование когенерации энергии [7]. Так на 2020 год планируется вклад когенерации в области энергосбережения порядка 15% и снижения парниковых газов – 24 %. При этом растет и доля когенерации с использованием альтернативных источников энергии. Целесообразность применения распределенной энергетики обусловлена традиционным подбором оборудования на пиковые режимы, при этом структура потребления энергоресурсов неравномерна.

Особенно рациональным решением для энергодефицитных районов освоения нефтяных месторождений является использование распределенной энергетики на базе газопоршневых электростанций (ГПЭС) с газодизельными двигателями и утилизационными модулями. Такое решение позволит, начиная с этапа эксплуатационного бурения, отказаться от котельных. Модульная технология обеспечит возможность постепенного наращивания генераторов и потребителей энергоресурсов, позволит заменить электрообогрев трубопроводов на тепловой с использованием антифризов.

Однако распределенная энергетика не исключает в настоящее время необходимости доставки дизельного топлива, подготовки для соответствующих генераторов энергии топливного газа (ПНГ), «сырой» нефти или ее высоковязких продуктов переработки. Для решения этой проблемы предлагается использовать известный тепловой двигатель Стирлинга [11], не требующий специальной подготовки топлива и использующий любой источник теплоты, например, солнечную энергию, попутный нефтяной газ.

Термодинамический цикл Стирлинга основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела, с извлечением энергии из возникающего при этом изменения давления (рисунок 5).

Процесс $a-c$ изотермическое сжатие при интенсивном отводе теплоты q_2'', при этом $T_a = T_c = T_2$.

Процесс $c-z$ изохорный, $v_c = v_z$, температура рабочего тела увеличивается от $T_c = T_2$ до $T_z = T_1$ при подводе теплоты q_1'.

Процесс $z-e$ изотермическое расширение ($T_z = T_e = T_1$) к рабочему телу подводится теплота q_1''.

Процесс $e-a$ изохорный, $v_e = v_a = \text{const}$, с отводом теплоты q_2'.

Внешний подвод теплоты осуществляется через теплопроводящую стенку. Рабочее тело во время работы находится в закрытом пространстве.

Работа в цикле Стирлинга представляет собой разность работы, полученной в процессе изотермического расширения (подвод теплоты q_1''), и работы, затраченной в процессе изотермического сжатия с отводом теплоты (q_2''). Термический КПД цикла определяется по формуле:

$$\eta_{tc} = 1 - \frac{\tau - 1 + (k-1)\ln\varepsilon}{\tau[1 + (k-1)\ln\varepsilon] - 1},$$

где $\varepsilon = v_a / v_c$ – степень сжатия; $\tau = T_1 / T_2$ – степень повышения температуры; $k = c_p / c_v$ – показатель адиабаты.

Среди достоинств двигателей Стирлинга можно отметить простоту конструкции, экономичность эксплуатации, экологичность. Однако, громоздкость и материалоемкость, инерционность при изменении теплового потока, потребность в создании высоких давлений ограничивают использование двигателей Стирлинга.

Особое место при разработке нефтяных месторождений в условиях многолетнемерзлых пород занимают энергосберегающие технологии, связанные с необходимостью термостабилизации этих пород во избежание деформации эксплуатационных скважин и потенциальных аварийных ситуаций.

Многолетнемерзлые породы в Большеземельской тундре НАО занимают почти всю центральную и северо-восточную части округа – 95 %. Мощность многолетнемерзлых пород достигает 500 метров, температура колеблется от -5 °С до -2 °С.

В настоящее время используются следующие технические решения с целью недопущения растепления многолетнемерзлых пород: обвязка и подвеска обсадных колонн, термоизоляция обсадных колонн, сооружение сезонно-действующих охлаждающих устройств (тепловых труб) [13]. Более надежным способом борьбы с растеплением грунтов является использование геотермальных тепловых насосов, при этом теплота может быть использована для целей отопления и горячего водоснабжения объектов.

Использование предлагаемых энергосберегающих технологий при эксплуатации нефтяных месторождений позволит снизить затраты на топливо, количество вредных выбросов и тепловое загрязнение атмосферы. ●

> Многолетнемерзлые породы в Большеземельской тундре НАО занимают 95 % округа. Во избежание деформации эксплуатационных скважин и потенциальных аварийных ситуаций особое место при разработке нефтяных месторождений в этих условиях занимают энергосберегающие технологии, связанные с термостабилизацией пород

Литература

1. *https://energybase.ru/oil-gas-field*
2. *Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.*
3. *Уляшева, В.М. Анализ мероприятий по энергосбережению при эксплуатации нефтяного месторождения / В.М. Уляшева, Н.С. Пономарев // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. – 2019. – № 11. – С.44–49.*
4. *СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* / Минрегион России. – М.: ФАУ «ФЦС», 2018. – 109 с.*
5. *PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (2014), Trends in global CO2 emissions: 2014 Report, Institute for Environment and Sustainability (IES) of the European Commission's Joint Research Centre (JRC), (: www.pbl.nl/en or edgar.jrc.ec.europa.eu).*
6. *Iran's NISOC Signs Contracts to Cut Flaring https://financialtribune.com/articles/energy/100537/irans-nisoc-signs-contracts-to-cut-flaring*
7. *Kathem Hassan Ali. Eco technology and Sustainable Building Engineering http://miun.diva-portal.org/smash/get/diva2%3A768346/FULLTEXT01.pdf*
8. *СП 50.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий. – Введ. 2013-07-01. – М.: Минрегион России, 2013. – 95с.*
9. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Ш.К. Гиматудинова, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра, 1983. – 455с.*
10. *Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств».*
11. *Луканин В.Н. Теплотехника / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. – 7-е изд., испр. – М.: Высш. шк., 2009. – 671 с.*
12. *Горелик, Я.Б. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин / Я.Б. Горелик, А.Б. Шабаров, Ю.С. Сысоев // Криосфера земли. 2008. Т. XII. № 1. С. 59–65.*
13. *http://frost3d.ru/termostabilizatsiya-gruntov/.*

KEYWORDS: *oil field, Arctic zone, energy consumption, energy efficiency.*

ГАЗОВЫЙ РЫНОК ДАЕТ МЕРКЕЛЬ И ПУТИНУ ПЕРЕДЫШКУ ПО «СЕВЕРНОМУ ПОТОКУ-2»

Bloomberg

В этом сезоне Германии не потребуются дополнительные потоки газа, и это дает А. Меркель и В. Путину еще один повод не торопиться с завершением строительства газопровода «Северный поток-2». Спрос на газ снижается по всему континенту. Между тем предложение остается высоким, и американский СПГ возвращаются в Европу. Политика в вопросе изменения климата повлияла на расчеты рынка касательно того, когда может понадобиться «Северный поток-2». Когда этот проект находился на стадии планирования, природный газ считался топливом, способным заменить уголь и применяться

наряду с энергией солнца и ветра. С тех пор стоимость возобновляемых энергоресурсов упала. В то же время защитники окружающей среды все активнее выступают против строительства новой газовой инфраструктуры, особенно если учесть, что к 2050 г. Европа намеревается сократить объемы выбросов до нуля.

Этой зимой Европа сумеет справиться и без «Северного потока-2», но когда экономический рост возобновится, спрос на газ может вырасти, а пока, согласно оценкам МЭА, спрос останется неизменным в течение как минимум пяти лет. В будущем отсрочки с введением газопровода, скорее всего, повлияют на оптовые цены на газ в Европе. Возможно, возникнет более выраженная потребность в создании запасов, чтобы сбалансировать европейские газовые системы. Также потребуется увеличить объемы импорта СПГ.

АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ ГАЗ – УГРОЗА ДЛЯ РОССИИ

ДНЕВНИК

Отношениям Азербайджана и России, и без того напряженным из-за нагорно-карабахского конфликта, предстоит еще одно испытание. В конце года планируется запуск трубопровода из Азербайджана, который сможет еще больше сократить продажи российского газа в Европу и Турцию. Южный газовый коридор стоимостью 40 млрд долл пользуется поддержкой Европейской комиссии, поскольку она стремится ограничить зависимость Европы от российских энергоресурсов. Также проект пользуется поддержкой Турции, вставшей на сторону Баку. У Москвы хорошие отношения с Арменией и Азербайджаном, а также прагматичные отношения с Турцией. Однако конкуренция за продажу газа особенно нежелательна, так как российская экономика пострадала из-за падения спроса на нефть и газ. В первом полугодии экспорт природного газа Газпрома в Европу упал на 18 %. Тем временем, за последние два года Азербайджан поставил в Турцию почти 7 млрд м³ газа по трубопроводу TANAP. По полностью завершенному Южному газовому коридору, который, как ожидается, будет введен в эксплуатацию в конце этого года, Турция будет получать 6 млрд м³ азербайджанского газа в год, 10 млрд м³ будут направлены в Европу. Азербайджанский газ вряд ли полностью заменит Газпром в Европе, но представляет серьезную угрозу, а учитывая увеличение импорта СПГ, начало поставок газа из Азербайджана приведет к усилению конкуренции.

РОССИЯ – КИТАЙ: И ХОЛОДНО, И ГОРЯЧО

eurasianet

82 % российских компаний, работающих с Китаем, планируют наращивать сотрудничество в этом направлении. Китайской

стороне интересны совместные проекты в области энергетики, добычи полезных ископаемых, производства химикатов, и высокие технологии. Впрочем, пока вкладывать деньги в Россию Китай не спешит. За первый квартал 2020 г. Китай сократил вложения в российскую экономику на треть, с 3,7 до 2,4 млрд долл. Это, например, в десять раз меньше, чем инвестирует Ирландия или Люксембург.

Китай стал главным покупателем российской сельхозпродукции в текущем году. Он увеличил импорт на 27,2 %. Доля Китая в общем объеме поставок продукции АПК из России составила 14 %.

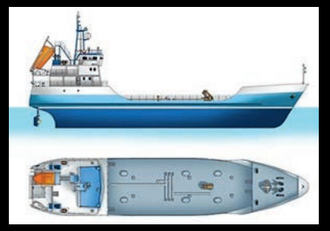
Также Россия стала основным поставщиком нефти в КНР по итогам первых восьми месяцев года, обогнав Саудовскую Аравию. ●

МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.2. *Транспортировка и хранение*

2.2.5. *Речной (морской транспорт)*



Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1.

Тип	Нефтеналивное	Водолей
Назначение	перевозка до трех сортов нефтепродуктов	пресная вода
Грузоподъемность	1000 т.	1200 т.
Мощность главного двигателя	2 х 500 кВТ	2 х 650 кВт

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	**58,0**
Ширина, м	**12,0**
Высота борта на миделе, м	**5,6**
Осадка, м	**4,0**
Скорость спецификационная, уз	**11**
Экипаж, чел	**6**
Дальность плавания, миль	**3500**
Автономность, суток	**не менее 10**
Движитель	**2 винто-рулевые колонки подъёмного типа**

Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах. Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна. ●

МОРСКОЙ ТАНКЕР

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.2. *Транспортировка и хранение*

2.2.5. *Речной (морской транспорт)*

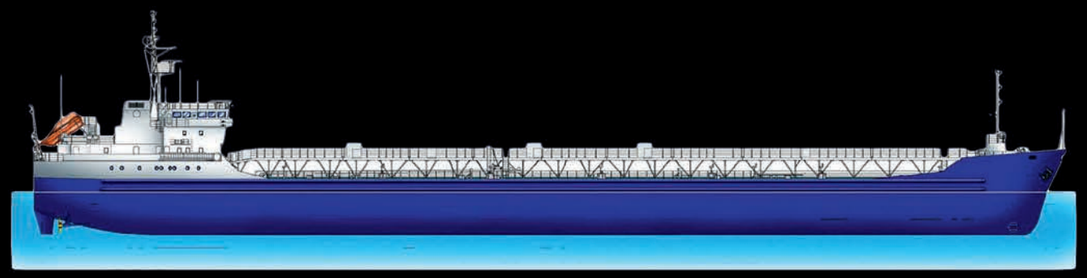
Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I А1 (нефтеналивное).

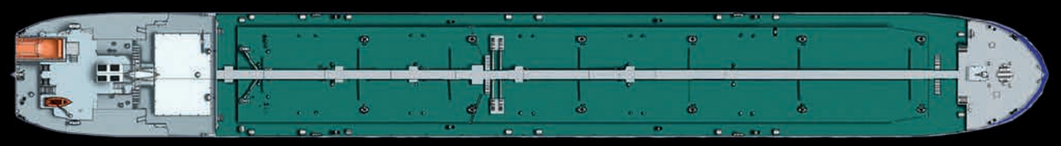
Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	**9200**
Грузоподъемность (при у = 1,0 т/м³), т	**9000**
Длина наибольшая, м	**141**
Ширина наибольшая, м	**16,8**
Осадка по грузовую марку, м	**5,6**
Скорость спецификационная, уз	**11**
Дальность плавания, миль	**3500**
Автономность, сутки	**20**
Высота от ОП до несъемных частей надстроек , м	**16,8**
Главный двигатель	**8L20 "Вяртсиля"**
Мощность максимальная длительная, кВт	**2x1320**
Экипаж, чел	**11**





ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ ПРОЕКТ 15230

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.2. ***Транспортировка и хранение***

2.2.5. Речной (морской транспорт)

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой двух и более сортов груза. Танки оборудованы змеевиками обогрева и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч. Мощность электростанции 650 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	**3910/5550**
Грузоподъемность (река/море), т	**3650/5100**
Длина наибольшая, м	**123,7**
Ширина наибольшая, м	**15,8**
Осадка по грузовую марку (река/море), м	**3,65/4,55**
Скорость спецификационная, км/ч	**20**
Дальность плавания, км	**7500**
Автономность, сутки	**20**
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	**16,8**
Главный двигатель	**8L20 «Вяртсиля»**
Мощность максимальная длительная, кВт	**2x1320**
Экипаж, чел	**11**

РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1 ***Оборудование для использования газа и нефтепродуктов***

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

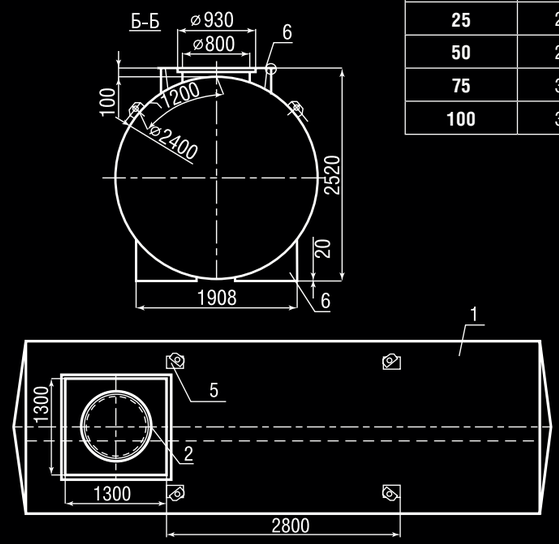
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

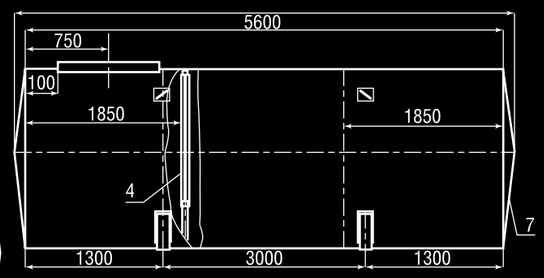
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (088)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1.0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		

Объем Vном, м³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	-	-	910
5	1900	2040	-	2075	1175
10	2220	2840	-	2470	1390
25	2400	5460	-	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900





Резервуар наземный одностеночный ёмкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина, 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

ЦИТАТЫ

Е. Бурмистрова

«Американские поставщики СПГ вывели из равновесия европейский рынок и не смогли его стабилизировать»

С. Лавров

«Во времена холодной войны энергетика всегда выводилась за скобки любых форм противостояния»

Р. Морнингстар

«Сейчас нет смысла спешить с «Северным потоком-2», потому что действующие газопроводы и СПГ обеспечат Европу достаточным количеством газа»

Л. Михельсон

«Водород – следующий шаг развития мировой энергетики»

Й. Кофод

«Европа должна активно продвигать возобновляемые источники энергии»

А. Новак

«Нынешняя цена на нефть для Белоруссии рыночная»

Ю. Борисов

«ЛУКОЙЛ с нуля открыл для России новую нефтегазовую провинцию на Каспии – одну из крупнейших в новой истории нашей страны»

В. Белов

«В будущем вполне можно будет строить и пятую, и шестую нитки, потому что технически это обоснованно и речь идет уже о другом газе»

К. Симонов

«Одно из возможных последствий (*нагорно-карабахского конфликта – ред.*) – нарушение транзита газа через Турцию»

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

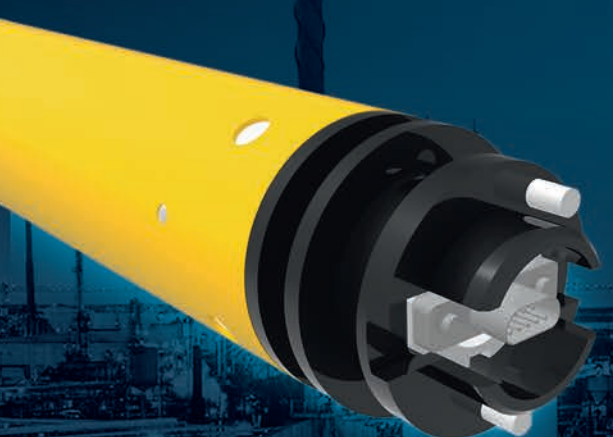
Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий

БЕЗОПАСНОСТЬ:
- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:
- проведение испытаний
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка

ПРЕИМУЩЕСТВА:
- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / / RoHS / UL / Trans. Certi.

МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:
- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



VITZROCELL является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230 КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770 МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33 ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2 МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей

РЕКЛАМА

YouTube
www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL